

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

*Análisis de aislamiento y recierre en redes eléctricas con
Generación Distribuida Fuel*

Autor: Álvaro Hernández Álvarez

Tutores: Dra. Marta Bravo de las Casas

Ing. Yulier Ortuño Borroto

Santa Clara

2009

" Año del 50 aniversario del triunfo de la Revolución "

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

*Análisis de aislamiento y recierre en redes eléctricas con
Generación Distribuida Fuel*

Autor: Álvaro Hernández Álvarez

E-mail: ahalvarez@uclv.edu.cu

Tutores: Dra. Marta Bravo de las Casas

E-mail: mbravo@uclv.edu.cu

Ing. Yulier Ortuño Borroto

E-mail: yulier@uclv.edu.cu

Santa Clara

2009

" Año del 50 aniversario del triunfo de la Revolución "



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica



PENSAMIENTO

“...Si un día nuestro trabajo nos pareciera bueno, debemos luchar por hacerlo mejor, y si nos pareciera mejor, debemos luchar por hacerlo perfecto...”

Fidel Castro Ruz.

DEDICATORIA

A mi madre:

Por traerme a este mundo y hacerme un hombre de bien con su amor y sacrificio.

A mi novia Lisbet:

Por ser una fuente de amor y comprensión inagotable y una parte importante de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Deseo reflejar mis agradecimientos a todos los que de una forma u otra han contribuido a la formación de mi vida profesional y al desarrollo de este trabajo.

A mis tíos y primos de Santa Clara.

A mis tutores Marta y Yulier por su apoyo.

A mis amigos de toda la vida y a los que compartieron conmigo los años de la carrera.

TAREA TÉCNICA

Trabajo de Diploma: Análisis de aislamiento y recierre en redes eléctricas con Generación Distribuida Fuel.

Plan de trabajo:

- Revisión bibliográfica actualizada sobre temas de aislamiento y recierre en redes eléctricas con Generación Distribuida interconectada.
- Recopilar los datos necesarios de la red a partir del PsX para la configuración del circuito.
- Montar el circuito en el Matlab-Simulink, versión 7.4.
- Analizar los resultados a partir de las simulaciones.
- Conformar el informe de investigación con los requisitos metodológicos que se exigen.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

La utilización de unidades de Generación Distribuida (GD) como parte del Sistema Electroenergético Nacional Cubano, es una presente y novedosa solución a los déficits de energía eléctrica en nuestro país. Conjuntamente a los beneficios que brinda esta nueva tecnología se presentan nuevos retos en lo que respecta a la coordinación de las protecciones. El presente trabajo ha perseguido como objetivo principal, efectuar un estudio de Aislamiento y Recierre en redes eléctricas cubanas con Generación Distribuida Fuel. Para ello se realizó una revisión bibliográfica actualizada del tema, se confeccionó el modelo equivalente de una red típica con unidades descentralizadas, y se obtuvieron los resultados por medio de las simulaciones.

El software fundamental empleado durante el desarrollo de la investigación fue el Matlab-Simulink, versión 7.4. Los datos principales para la configuración de la red fueron tomados del PsX (Power System Explorer) versión 2.81. Se comprueba la existencia de recierres automáticos no exitosos cuando está presente la GD y como solución del problema para estas unidades Fuel se simulan tres protecciones de aislamiento, el Salto Vector, la Sub. / Sobre Frecuencia y la Sub. / Sobre Tensión. Cada una de estas protecciones muestran resultados positivos si se logra una adecuada coordinación, pero destaca el Salto Vector como la variante mas efectiva y segura por su corto tiempo de operación.

TABLA DE CONTENIDOS

Autor: Álvaro Hernández Álvarez.....	i
<i>PENSAMIENTO</i>	i
<i>DEDICATORIA</i>	ii
<i>Por traerme a este mundo y hacerme un hombre de bien con</i>	<i>su</i>
<i>amor y sacrificio</i>	ii
<i>A mi novia Lisbet:</i>	ii
<i>AGRADECIMIENTOS</i>	iii
<i>TAREA TÉCNICA</i>	iv
<i>RESUMEN</i>	v
<i>INTRODUCCIÓN</i>	1
CAPÍTULO 1. Problemas de Aislamiento y Técnicas implementadas en Redes Eléctricas con Recierre automático al introducir la Generación Distribuida.	4
1.1 Impacto de la GD sobre las protecciones eléctricas	4
1.2 Necesidad de una detección confiable del aislamiento	5
1.3 Naturaleza problemática de la detección de aislamiento	6
1.4 Técnicas o métodos actuales de detección de aislamiento.....	8
1.4.1 Métodos Pasivos	8
1.4.2 Métodos Activos	13

1.4.3	Métodos basados en Telecomunicaciones	14
1.5	Formas de interconexión y dispositivos de protección normalmente utilizados	16
1.6	El recierre automático.....	25
1.6.1	Fallas del recierre automático	26
1.6.2	Disparos no deseados.....	27
1.6.3	No operación de la protección	27
1.6.4	Pérdida de la protección principal	28
1.6.5	Consecuencias de un recierre fuera de fase	29
CAPÍTULO 2. Metodología de representación y cálculo de los modelos empleados en la simulación.		30
2.1	Software Matlab 7.4	30
2.2	Montaje de la red con GD en el Simulink del Matlab	31
2.2.1	Equivalente del SEN	31
2.2.2	Transformadores	32
2.2.3	Alimentadores	35
2.2.4	Generación Distribuida.....	40
2.2.4.1	Generador Sincrónico.....	41
2.2.4.2	Parámetros del Generador Sincrónico equivalente.....	42
2.2.5	Interruptores con Recierre Automático.....	43
2.2.6	Relé de desacoplo de fase o Salto Vector	43
2.2.7	Relé de Sub / Sobrefrecuencia	45
2.2.8	Relé de Sub / Sobretensión.....	46
2.2.9	Modelo del arco	47
2.2.10	Modelo de la red a simular	48
CAPÍTULO 3. Resultados y posibles soluciones a partir de las simulaciones.....		50

3.1	Operación del Recierre Automático en la red sin GD	50
3.2	Comportamiento del Recierre Automático al incorporar las unidades de GD Fuel.....	52
3.2.1	Influencia del tiempo que permanese conectada la GD sobre el recierre automático.....	53
3.3	Simulación de las protecciones de interconexión	58
3.3.1	Aplicación de un Relé Salto Vector	58
3.3.2	Comportamiento del Relé Sub / Sobrefrecuencia	60
3.3.3	Comportamiento del Relé Sub / Sobretensión	63
<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</i>		67
<i>Conclusiones.....</i>		67
<i>Recomendaciones.....</i>		68
<i>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</i>		70
<i>ANEXOS.....</i>		73
Anexo I	Datos Nominales del Generador Sincrónico.....	73
Anexo II	Recierre exitoso sin GD para una falla monofásica.....	75
Anexo III	Voltaje y Corriente de falla mantenida por la GD durante el tiempo de recierre, presencia de la resistencia de arco durante este intervalo de tiempo.	76
Anexo IV	Recierre exitoso con GD conectada 0.125s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.....	77
Anexo V	Recierre exitoso con GD conectada 0.250s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.....	77
Anexo VI	Recierre exitoso con GD conectada 0.375s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.....	78
Anexo VII	Recierre no exitoso con GD conectada 0.485s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.	78

Anexo VIII Implementación del Salto Vector en una planta Fuel de cuatro generadores interconectados al SEN.....	79
Anexo IX Comportamiento de un relé de Sub. / Sobre Frecuencia en una planta Fuel de cuatro generadores interconectados al SEN.....	80
Anexo X Comportamiento de un relé de Sub. / Sobre Tensión en una planta Fuel de cuatro generadores interconectados al SEN.....	81

INTRODUCCIÓN

La generación y distribución de la energía eléctrica está en una etapa de reforma que transformará su impacto sobre el medio ambiente y sobre la sociedad. Dentro de estos aires de cambios se presenta la Generación Distribuida (GD) como una alternativa promisoría para el suministro energético en muchos países. Sustentada sobre factores como el aumento de la calidad en el suministro de la energía eléctrica, una notable disminución de inversiones en líneas y transformadores de distribución, la reducción de pérdidas de energía por concepto de transmisión y la garantía de un medio ambiente más saludable, esta nueva tecnología va ganando terreno en un mundo totalmente dependiente de la energía eléctrica. No son pocos los que afirman que mucha de la nueva capacidad de generación con que se contará en el nuevo milenio se alcanzará construyendo unidades de GD.

Esta iniciativa ha sido sin lugar a dudas un desafiante reto para la Ingeniería Eléctrica, especialmente para el departamento de las protecciones eléctricas, trayendo consigo cambios radicales en los sistemas de protecciones establecidos hasta la actualidad.

Las redes de distribución normalmente son diseñadas para tomar la potencia de la red de alta tensión y distribuir ésta a los consumidores. La introducción de la GD impone una concepción totalmente diferente a este sistema de distribución, una vez que la potencia se inyecta a la red de distribución con una fuente de GD, el flujo de la potencia eléctrica puede cambiar de dirección, lo cual se puede traducir en un número de problemas técnicos que de forma general afectan la estabilidad de operación del sistema y la calidad del servicio.

Una de las cuestiones más desafiantes es la protección anti-aislamiento o separadora, especialmente cuando se utiliza recierre automático.

¿Cómo influye la Generación Distribuida en la operación de los Recierres Automáticos?

Es una de las interrogantes científicas que responderá este trabajo. Conjuntamente con los incontables beneficios apegados a la GD surge la necesidad de buscar alternativas que nos conduzcan a una eficiente operación del sistema en conjunto. Recierres no exitosos, prolongación de los tiempos de falla, recierres fuera de fase o no sincronizados, falsos disparos en los alimentadores e incrementos o decrecimientos de los niveles de falla son algunos de los nuevos problemas que nos mantienen ocupados.

Como **Objetivo General** se pretende realizar un estudio de las condiciones de operación que se han venido manifestando en los Recierres Automáticos a raíz de la incorporación de unidades descentralizadas en nuestros sistemas.

Mientras que como **Objetivos Específicos** se propone:

- Realizar una revisión bibliográfica relacionada con el tema de investigación y un estudio del arte.
- Modelar mediante el uso del Matlab versión 7.4 los recierres automáticos y algunas protecciones de aislamiento.
- Analizar mediante el estudio de las simulaciones algunas condiciones de operación que se pueden presentar en los recierres automáticos.

El presente trabajo se encuentra estructurado en tres capítulos de acuerdo con los objetivos específicos que se persiguen.

En el **Capítulo 1** se realiza un estudio del estado del arte y una revisión bibliográfica actual del tema, identificando los problemas más sobresalientes en los recierres automáticos con GD y caracterizando algunos de los métodos más novedosos encaminados a dar soluciones a estos conflictos. Se expone además el principio de operación de protecciones contra aislamientos como el Salto Vector y

el ROCOF y se presentan algunos criterios importantes en cuanto al modo de interconexión.

La red modelada y cada uno de los elementos que la componen, se encuentran caracterizados en el **Capítulo 2**. Tomando como software principal el Matlab7.4, se modeló una red de subtransmisión a 33kV, con Generación Distribuida incorporada en uno de sus dos alimentadores fundamentales. El capítulo muestra detalladamente el procedimiento seguido para la configuración de la red, las consideraciones realizadas en los casos que se consideró necesario y los modelos empleados para simular las protecciones de aislamiento del Generador Distribuido.

El **Capítulo 3** muestra y analiza los resultados obtenidos en las simulaciones. Comprueba mediante las simulaciones la presencia de problemas en los recierres automáticos con GD y presenta como solución del problema la implementación satisfactoria de protecciones contra aislamiento como el Salto Vector.

CAPÍTULO 1. Problemas de Aislamiento y Técnicas implementadas en Redes Eléctricas con Recierre automático al introducir la Generación Distribuida.

El presente capítulo hace un análisis teórico de un conjunto de problemáticas presentes en los Sistemas Eléctricos de Potencia con GD en lo que respecta a Aislamiento y Recierre automático. Ente ellas se encuentra el impacto de la GD sobre las protecciones, la necesidad de una detección confiable del aislamiento, así como los métodos o Técnicas de Aislamiento desarrolladas en la última década, entre los que resaltan los métodos activos, pasivos y los basados en Telecomunicaciones; además, se analizan algunas variantes para la interconexión de la GD conjuntamente con los dispositivos de protección típicos de estos sistemas. Posteriormente se abordan los problemas relacionadas con el recierre automático al incorporar unidades de GD en el Sistema Eléctrico Nacional como disparos no deseados, la no operación de protecciones en alimentadores ajenos a la GD, la pérdida de la protección principal y los efectos negativos que puede implicar un recierre fuera de fase.

1.1 Impacto de la GD sobre las protecciones eléctricas

La introducción de un generador en cualquier punto de la red puede ocasionar algunas complicaciones en lo que respecta a la coordinación de las protecciones. Esto es debido principalmente a que cada vez que aparece una falla, ahora existen varios caminos de aporte de corriente al lugar de la falla, ocasionando en algunos casos descoordinaciones entre los elementos de protección, de ahí que

una de las áreas más críticamente afectadas por las alteraciones que existen en el funcionamiento de la red debido a la incorporación de fuentes de GD es la de las protecciones eléctricas, en particular en la protección de aislamiento o separadora, y en especial cuando se utiliza recierre automático.

La conexión de GD en las redes de distribución convierte a los sistemas simples en redes complicadas. Los sistemas radiales tendrán ahora múltiples fuentes las cuales hacen cambiar el flujo de la corriente de falla. Los esquemas de protección tradicionales se convierten ahora en no efectivos [1]. Estudios realizados en estas redes han mostrado los siguientes problemas en las protecciones [13]:

- Falso disparo de los alimentadores.
- Disparo molesto de unidades de producción.
- Incremento o decrecimiento de los niveles de falla.
- Aislamiento no deseado.
- Recierre no sincronizado.
- Prevención del recierre automático.

1.2 Necesidad de una detección confiable del aislamiento

Las unidades de GD típicamente no son diseñadas para abastecer la red por si solas, por tanto, la permanencia al salir el sistema, de una de estas unidades puede traer consigo consecuencias negativas y causar múltiples daños.

En primer lugar, pudieran presentarse riesgos relacionados con accidentes al personal de trabajo, ya que se asume la red muerta después de haberse desconectado el interruptor del sistema de distribución. Además, pudiera presentarse el caso de un recierre automático in exitoso, lo cual trae consigo considerables afectaciones, tanto a la red como a la unidad de GD.

Es de señalar también, que la unidad de GD no es capaz de mantener un nivel aceptable de la calidad de potencia en la red, que en última instancia pudiera manifestarse en una mala operación y daños a los diferentes equipos conectados a la misma.

La protección de aislamiento es esencial para la unidad de GD, ya que el voltaje de retorno después del recierre automático resulta en una reconexión no sincronizada, lo cual estresa la estructura mecánica de la unidad y puede causar lamentables daños a la misma. Dispositivos de protecciones como interruptores podrían ser dañados también durante esta reconexión no sincronizada. Las referencias [5] y [6] enfatizan en el riesgo para las máquinas y [7] para los breakers.

Por estas razones, es esencial que se desconecte rápidamente las unidades de GD durante el aislamiento antes de producirse el recierre automático del interruptor. La GD tiene que permanecer desconectada hasta que se restaure el servicio de la red de distribución.

La instalación cada vez mayor de unidades de GD complican en mayor escala la protección de aislamiento, ya que el sistema se esta haciendo capaz de operar en condiciones de aislamiento. Unidades modernas de GD podrían ser más capaces de mantener el aislamiento por sus métodos de control más eficientes.

Resulta importante resaltar que aunque no se deben permitir aislamientos no intencionales, un aislamiento planificado representa una posibilidad totalmente nueva en cuanto a la confiabilidad del sistema de potencia. Se requieren nuevos métodos para utilizar las unidades de GD durante períodos de interrupciones prolongados en el futuro.

1.3 Naturaleza problemática de la detección de aislamiento

La detección de aislamientos es un aspecto difícil de pronosticar. Las posibilidades de una detección confiable se determinan por las circunstancias bajo las cuales la formación de la Isla tiene lugar. En el caso más típico, la unidad de GD no es capaz de abastecer la parte asilada por si sola y por tanto, el voltaje y la frecuencia se caen y la situación se detecta fácilmente. Similarmente, la unidad de GD podría también suministrar una potencia suficientemente grande a esa parte de la red, resultando en sobrevoltaje que pueden ser detectados con facilidad.

Generalmente, con tal de que la generación no es de capacidad precisa como requiere la carga instantánea, la Isla se puede detectar. Si la carga de la Isla se asemeja a la capacidad de generación de las unidades de GD, entonces el voltaje y la frecuencia permanecen dentro de los límites, por tanto, la red podría permanecer aislada. En una red de distribución con cargas variables, el balance perfecto de generación-demanda de la carga, es teóricamente posible en la mayoría de los casos. Como la generación distribuida es también variable, según el recurso de energía disponible, la posibilidad de este balance anteriormente mencionado se hace difícil de estimar.

Dependiendo de la variación de la carga de generación y del comportamiento dinámico del generador, la Isla podría formarse momentáneamente o para un período prolongado; sin embargo, aún un aislamiento momentáneo, fácilmente puede resultar en un auto recierre in exitoso y también en una conmutación no sincronizada.

Un desacuerdo en el balance de potencia activa (generador-demanda) se manifiesta como una variación de frecuencia. Similarmente, un desbalance en la potencia reactiva (generador-demanda) se expresa en una variación de voltaje. Por tanto, los relés de voltaje y frecuencia forman el equipamiento tradicional de detección de aislamientos. En la mayoría de las situaciones esto es lo adecuado, aún en las instalaciones modernas. Sin embargo, la zona de no detección Fig. 1.1 de estos relés es significativa y podría permitir aislamientos momentáneos.

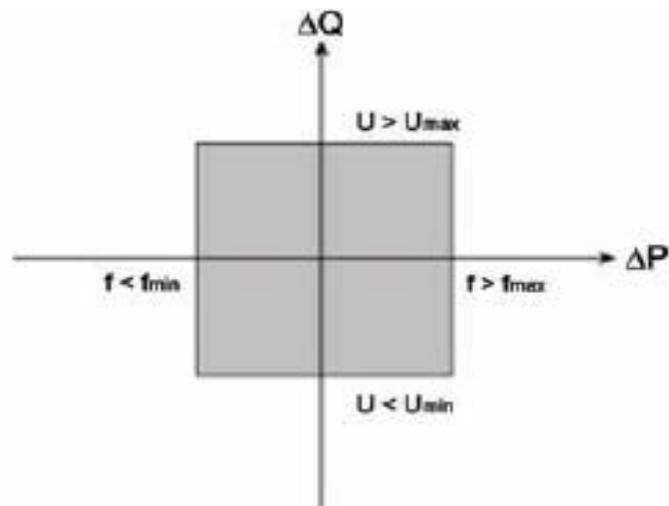


Fig. 1.1: Zona de no detección de una protección típica de voltaje y frecuencia.

Como solución a los problemas descritos anteriormente, se han desarrollado algunas técnicas para la detección de aislamientos. El caso teórico del balance perfecto de generación-carga no permanece resuelto hasta el momento. Entre las Técnicas actuales para la detección de aislamiento resaltan: Los Métodos Pasivos, Activo y los Métodos basados en Telecomunicaciones.

1.4 Técnicas o métodos actuales de detección de aislamiento

1.4.1 Métodos Pasivos

Los métodos pasivos están basados en la monitorización de uno o varios parámetros del sistema en el punto de acople común (PAC) de la GD [10]. Estos valores se utilizan quizás con más procesamiento para reconocer la formación de operación aislada. Prácticamente, los métodos pasivos implican la instalación de relés de protección en el punto de acople común.

Probablemente, el método moderno más utilizado es el ROCOF (razón de cambio de frecuencia) que se basa en el cálculo continuo del gradiente de frecuencia, el cual se calcula para unos ciclos y se compara con su valor umbral prefijado. Inmediatamente después del aislamiento el desbalance de potencia entre la carga y la generación causa un repentino cambio de frecuencia, el cual ha sido usado para detectar pérdidas de la principal. La inmediata velocidad de cambio de la

frecuencia luego del aislamiento es función del desbalance de potencia en la isla y la inercia del GD (vea ecuación 1).

$$\frac{df}{dt} = -\left(\frac{P_L - P_G}{2H \times S_{GN}} \times f_r\right) \quad (1)$$

Donde: P_G : Potencia de salida del GD.

S_{GN} : Capacidad nominal de la planta de generación.

H: Constante de inercia de la planta de generación.

F_r : Frecuencia nominal.

P_L : Potencia de la carga.

Si la velocidad de cambio de la frecuencia excede el umbral, una señal de disparo es ejecutada. En sistemas de potencia de 50Hz el ROCOF tiene un rango de operación que oscila de 0.1 a 1.0 Hz/s con valores típicos de su tiempo de operación que oscilan entre 0.2 y 0.5seg [23]. Un problema con los relevadores ROCOF es que a menudo la diferencia del origen de manufactura de estos implica diferencias en la respuesta de los mismos para un evento que tenga lugar en el sistema, incluso estando configurados con los mismos valores [4]. ROCOF es capaz de responder a variaciones pequeñas de frecuencia según su gradiente.

Otro método también utilizado en la actualidad se denomina “Desplazamiento o crecimiento vectorial (VS)”. Cuando un generador sincrónico emite potencia, se produce entre la tensión ideal de la rueda polar U_p y la tensión de bornes (tensión de red) U_1 el denominado ángulo de rueda polar θ . Este ángulo da lugar a una diferencia de tensión ΔU entre U_p y U_1 (Fig. 1.2).

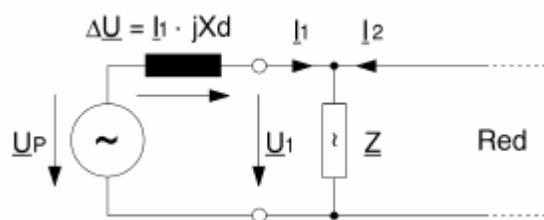


Fig. 1.2: Circuito equivalente de un generador sincrónico trabajando en paralelo con la red.

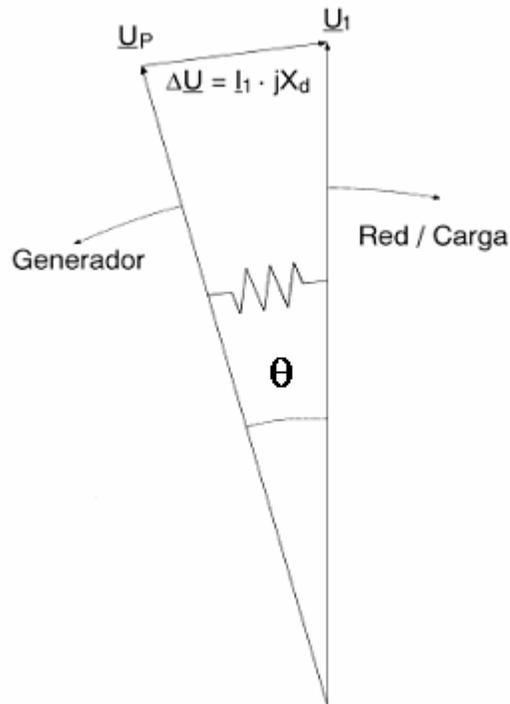


Fig. 1.3: Vectores de tensión en paralelo con la red.

El ángulo de rueda polar θ entre el campo giratorio del estator y la rueda polar depende del momento de accionamiento mecánico del eje del generador. Se forma un equilibrio entre la potencia mecánica del eje admitida y la potencia eléctrica de la red emitida, con lo que se mantiene el número de revoluciones sincrónico (Fig. 1.3 y Fig. 1.4).

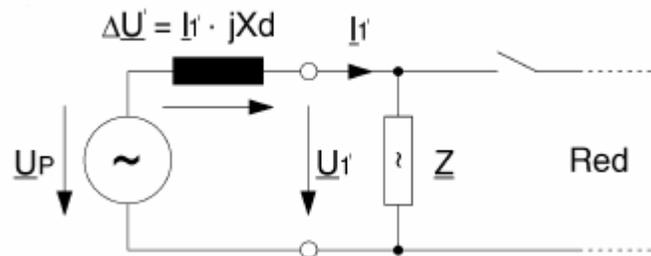


Fig. 1.4: Circuito equivalente con fallo de red.

Al producirse un fallo en la red o en caso de una breve interrupción de la tensión de red, el generador alimenta repentinamente una carga de consumidores muy alta. El ángulo de la rueda polar θ aumenta repentinamente y el vector de tensión U_1 cambia su sentido (U_1'), (Fig. 1.5 y Fig. 1.6).

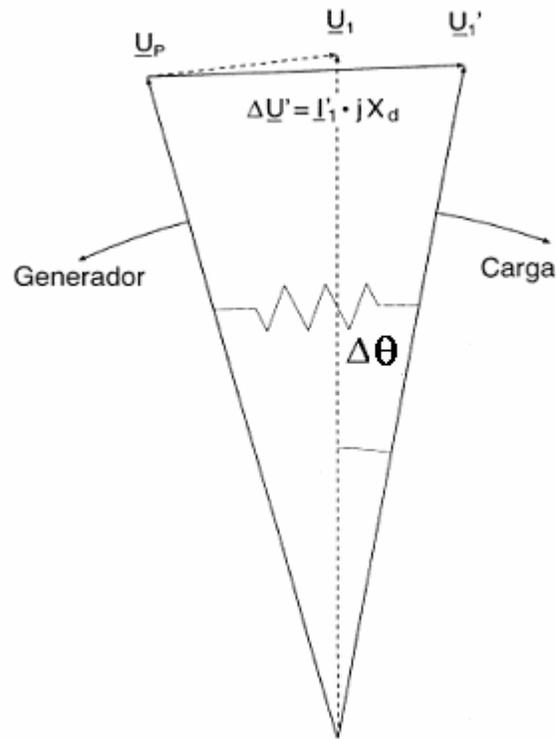


Fig. 1.5: Vectores de tensión con fallo de red.

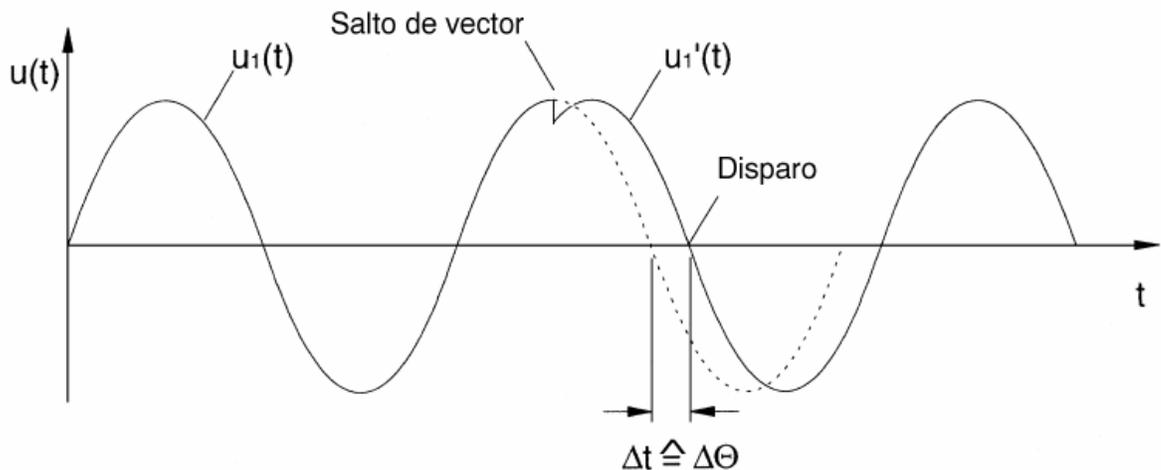


Fig. 1.6: Salto de vector de tensión.

Como se expone con el desarrollo del tiempo, la tensión pasa a otro valor, con o cual cambia su fase. Este proceso se conoce generalmente como salto de vector de tensión o salto de fase.

El relevador XG2 mide el tiempo de un período de oscilación, iniciándose la medición del tiempo siempre al paso por cero en el flanco ascendente de la tensión. La duración del período medida se compara con un tiempo interno de referencia, con precisión de cuarzo. Condicionado por un salto de vector, como puede verse en la Fig. 1.5, el paso por cero tiene lugar más tarde y el aparato se dispara de inmediato. El ángulo $\Delta\theta$, con el que se produce el disparo, y con ello la sensibilidad de la detección de un salto de vector, es ajustable [2].

De lo anterior planteado, puede observarse que estos dos métodos pasivos se encuentran estrechamente relacionados con la frecuencia. Sin embargo, la diferencia esencial entre la protección de frecuencia ROCOF y el VS es que en el primer caso se comparan las frecuencias con valores de referencia predefinidas, mientras que en el segundo caso, el relé VS utiliza el ciclo anterior como referencia. Por tanto, los relés VS son capaces de detectar aislamientos rápidamente, o sea, durante un ciclo. Por esta razón, estos últimos se operan frecuentemente sin demoras de tiempo. Valores típicos para el VS se encuentran entre los 8° y 12° [4].

Estudios realizados, tanto en análisis teórico como la experimentación física, han demostrado que algunos de los métodos pasivos tienen una zona de no cubrimiento [18]. Además, estos métodos frecuentemente causan problemas en el disparo de las unidades generadoras. Cuando la GD aumenta, las situaciones de equiparación de carga se hacen más probables y la efectividad de los métodos pasivos puede ser más defendida.

1.4.2 Métodos Activos

Dentro de las principales técnicas activas se encuentra la detección de error de exportación de potencia reactiva (REED) [4] y los sistemas de monitoreo de impedancia. La primera esta basada en controlar la salida de potencia reactiva del generador dentro de cierto rango, siempre que el aislamiento tenga lugar se supone que no es posible entregar la cantidad de potencia reactiva especificada a la red y es tomado como un indicador de perdida de la principal este error de exportación de reactivo. En la segunda una fuente de alta frecuencia (unos voltios a una frecuencia de unos kHz) acoplada con un condensador es conectada al punto de interconexión (Fig. 1.7).

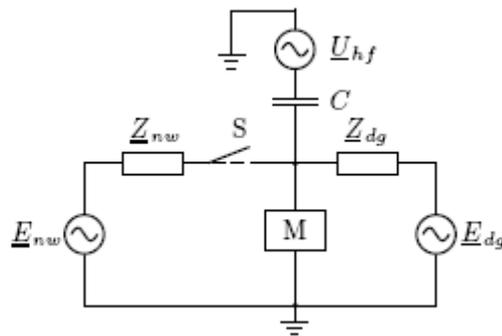


Fig. 1.7: Sistema de monitoreo de impedancia. El metro M puede medir un incremento de la señal HF cuando la red es desconectada.

Como se observa en la figura el capacitor esta en serie con la impedancia equivalente de la red. Cuando los sistemas están sincronizados, la impedancia $Z_{dg} \parallel Z_{nw}$ es baja, por consiguiente la onda de alta frecuencia a acoplar en el punto es despreciable. Luego de tener lugar el aislamiento la impedancia se incrementa dramáticamente a Z_{dg} y la señal de alta frecuencia es claramente perceptible [24]. Los métodos activos son generalmente considerados más efectivos que los métodos pasivos porque ellos detectan el aislamiento por la interacción directa con la salida de la GD. Sin embargo esquemas que interactúan inyectando pequeñas perturbaciones a la red pueden tener impactos adversos en la calidad de la potencia y la dinámica de todo el sistema [8]. Además su eficacia

puede ser un problema si múltiples GD están contenidos dentro de la red aislada; esto introduce la posibilidad de interferencia entre las señales o perturbaciones inyectadas en cada GD [10], [11].

Por tales razones técnicas, y aun más importante, su elevado costo, los métodos activos no son favorecidos por la industria y son raramente implementados. Los métodos pasivos para perdida de la protección principal son dominantes debido a su sencillez y bajo costo; y de ellos el ROCOF y el salto vector son los más comúnmente usados.

1.4.3 Métodos basados en Telecomunicaciones

Como un tercer método de detección de aislamientos, los sistemas de comunicaciones se resaltan frecuentemente. Prácticamente resulta muy común que se forme una Isla a través de la operación de los interruptores y sería razonable controlar la unidad de GD para que se desconecte simultáneamente de la red. Esto requiere de una comunicación rápida y confiable entre la unidad de GD y los relés de operación. El sistema SCADA pudiera utilizarse para brindar esta conexión. Conexiones de IP (Protocolo de Internet) que se utilizan para mediciones y para monitoreo de estado pueden usarse también, en caso de ser disponibles, al igual que conexiones inalámbricas basadas en GPRS y enlaces de radio, etc.

Un enfoque novedoso en el arreglo de la comunicación es el uso de la señal en las líneas de distribución. La idea se basa en suministrar una señal continua de alta frecuencia a la barra de la subestación. La unidad de generación distribuida ubicada en la red considera a esta señal como una señal guardiana que ayuda a la generación. Cuando se abre el interruptor de la alimentadora, la conexión a la subestación se pierde y la señal de alta frecuencia desaparece. El sistema requiere de un trasmisor en la subestación y receptores en las unidades de GD.

El aspecto más desafiante de los métodos de comunicación son las demoras en transferencias de datos. También se necesita precisar la confiabilidad y fortaleza

global. Para sistemas que emplean portadores de señales, el desafío está en manejar otras perturbaciones en la red y líneas largas.

De acuerdo con la referencia [14], hay una forma de garantizar la protección contra aislamiento desde el interruptor de la subestación primaria y también en [15] consideran que el disparo transferido es el método más eficaz de aislamiento. En las redes donde se utilizan restauradores o reclosers, el disparo transferido directo requerirá comunicación, no solo con el breaker de la subestación, sino también con todos los restauradores que se encuentran por arriba de las fuentes distribuidas [16]. Fig. 1.8

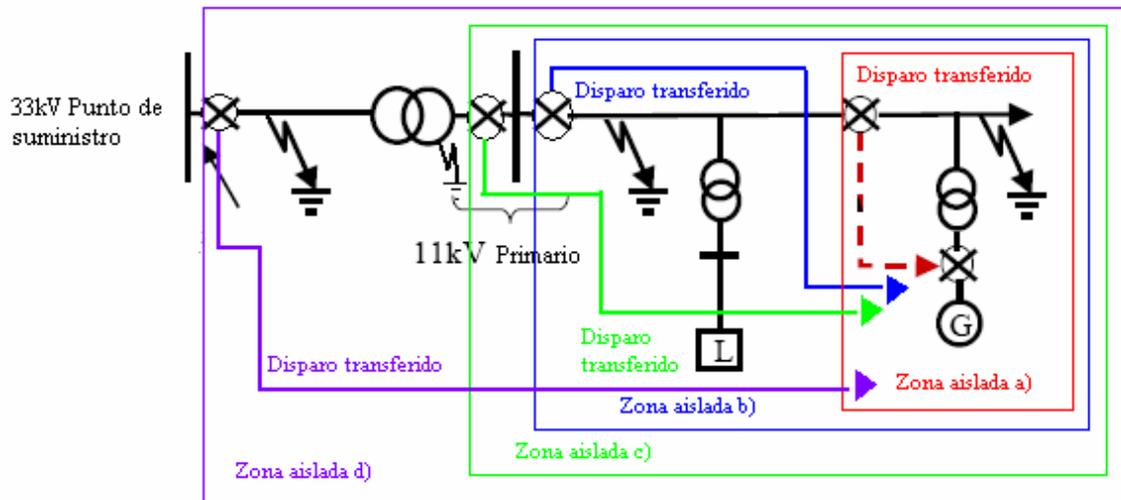


Fig. 1.8. Esquema de disparo transferido, a) disparo transferido desde el relé de recierre, b) disparo transferido desde el breaker del circuito alimentador, c) disparo transferido desde el breaker del primario del transformador, d) disparo transferido desde el breaker del alimentador de 33kV.

Además de la no operación, todas las técnicas de aislamiento exceptuando la de entre disparo pueden ser susceptibles a un modo de disparo común. El modo de disparo común puede causar serios problemas sobre todo de estabilidad [17].

Si se aplica un recierre de alta velocidad y se dispone de un tiempo para la extinción del arco, la protección debe desconectar las unidades de GD

rápidamente. Los requerimientos de velocidad pueden ser difíciles de lograr si se utilizan esquemas de protección pasivos y activos. Luego, para mantener la seguridad de servicio al resto de los consumidores, se necesitan los paquetes de comunicaciones de las protecciones como lo admite la referencia [19].

Si la configuración de la red es permanente se deben utilizar canales de comunicación punto a punto o multipuntos. Si la estructura de la red es un lazo abierto o un lazo cerrado, se deben enviar las señales de disparo de las unidades de GD de acuerdo a la configuración de la corriente de la red, dado que la zona de aislamiento puede variar. Los canales de comunicación por Carrier que se utilizan en las líneas de potencia pueden vencer esta dificultad, dado que las señales de comunicación siempre serán correctas para los generadores correctos, sin necesidad de reconfiguración [17]. Las referencias [20] y [21] nos muestran temas interesantes sobre los Carrier o señales de ondas portadoras en las líneas de distribución.

1.5 Formas de interconexión y dispositivos de protección normalmente utilizados

Los dispositivos de protección están especialmente diseñados para disminuir daños en el equipo y en el circuito en que se encuentran operando, así como prevenir daños al usuario.

En esquemas de protección donde la red de distribución opera en paralelo con fuentes de GD, la función de los dispositivos de protección de la interconexión es detectar disturbios en la red de distribución que dañen a la fuente o a la misma red; además de proporcionar protección de respaldo adicional para fallas internas (entre el PAC y los terminales de la GD), enviando la señal de disparo al interruptor de interconexión y así evitar las corrientes de fallas provenientes de la red. La detección de la falla y el disparo del interruptor deberán ser lo suficientemente rápidos para permitir el recierre automático en el sistema de distribución. Por tanto su función principal es evitar la formación de islas en el sistema, detectando la operación asincrónica de generadores dispersos. También

debemos tener presente que los niveles funcionales de la protección de interconexiones varían substancialmente dependiendo de factores como: tamaño del generador, punto de interconexión con el sistema de la empresa eléctrica (distribución o transmisión), tipo de generador (de inducción o sincrónico) y configuración del transformador de interconexión. [3], [26].

El tamaño de los generadores generalmente varia entre 500 kVA y 50 MVA, las máquinas pequeñas (menos de 500 kVA) típicamente operan en redes de baja tensión, las máquinas medianas (1000 kVA a 12.5 MVA) en redes de media tensión, y las máquinas grandes (hasta 50MVA) en redes de alta tensión, incrementándose el nivel de protección en la medida que aumenta la capacidad de generación [27]. Existen dos formas de operación de la fuente de GD con la red de distribución, la aislada y la no aislada o interconectada en paralelo. En la primera la GD se conecta a la carga a través de un interruptor automático de transferencia en caso de que el suministro a través de la red halla sido desconectado. En la segunda se cuenta con cinco tipos de interconexiones y arreglos posibles, estos son: unidad transformador-generador, unidad transformador-generador con interruptor propio del generador, generadores compuestos, generadores compartiendo un transformador y generadores conectados directamente a la red de distribución [28].

Convencionalmente los tipos de generadores que operan en paralelo con el sistema eléctrico son los generadores de inducción y los generadores sincrónicos [3]. Los generadores de inducción son normalmente pequeños (menos de 500 kVA) estos no cuentan con devanados de campo lo que los hace menos costosos y mas pequeños que los sincrónicos, pero sin embargo no son capaces de entregar reactivo (var.) a la red, sino que son consumidores de este y normalmente lo toman de la propia red. Solo son una fuente de potencia activa (Watt) para la red y no requieren de equipos de sincronización ya que son arrancados como motor. Los generadores sincrónicos cuentan con un devanado de CD encargado de proporcionar la excitación a la máquina, representan una fuente de potencia activa y reactiva para el sistema y necesitan de un equipo de

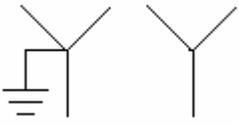
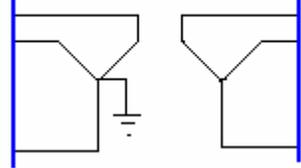
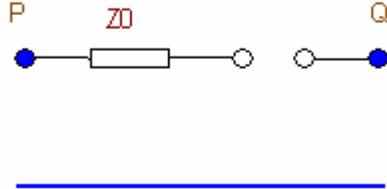
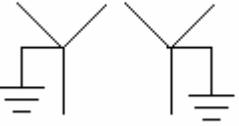
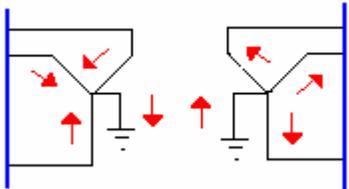
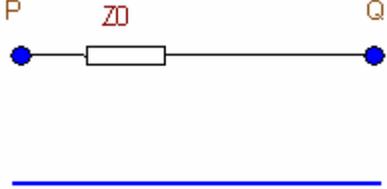
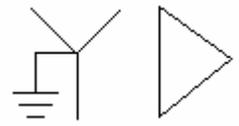
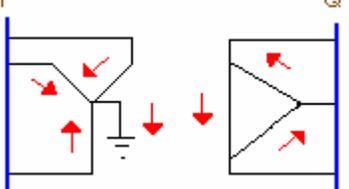
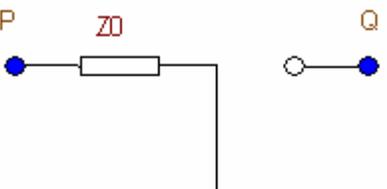
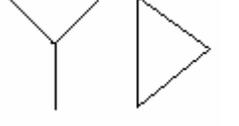
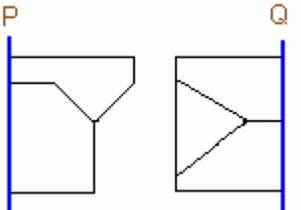
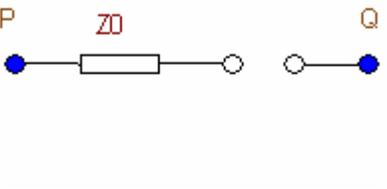
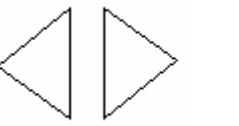
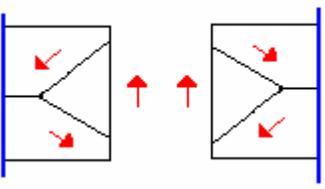
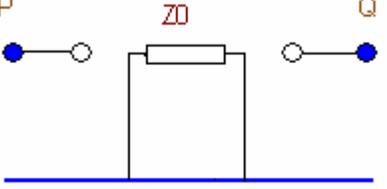
sincronización para la puesta en paralelo con la red eléctrica. Según [3] ambos tipos de máquinas requieren protección de interconexión. La protección de interconexión pertinente a los generadores de inducción por lo general requiere únicamente relés de sobre / bajo voltaje y de frecuencia.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés cuando se trata de seleccionar un transformador para un sistema de distribución de energía eléctrica. El transformador con neutro flotante es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico de tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico de cuatro hilos. Al utilizar transformadores conectados en delta en el lado primario se disminuye el riesgo de introducir corrientes armónicas (magnitud sinusoidal de frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental de la corriente o de la tensión) de orden impar (especialmente en tercer orden) a los alimentadores primarios y se incrementa el riesgo de tener sobre tensiones por fenómenos de ferro resonancia (efecto producido en el núcleo cuando la fuerza electromotriz tiene una frecuencia muy próxima a las oscilaciones libres que se producen en el mismo) en el transformador.

Existen cinco tipos de conexiones en los arrollamientos de los transformadores de interconexión frecuentemente utilizados para conectar generadores dispersos en el sistema. La Tabla 1.1 muestra cada una de estas conexiones así como el circuito equivalente de secuencia negativa correspondiente a cada una. Las flechas en las figuras indican los caminos posibles para la circulación de la corriente de secuencia cero. La no presencia de las flechas indica que la conexión del transformador es tal que no permite circular la corriente de secuencia cero.

Tabla 1.1: Circuitos equivalentes de secuencia cero de transformadores trifásicos, junto con los esquemas de conexiones y los símbolos para los diagramas unifilares.

SIMBOLOS	ESQUEMAS DE CONEXIONES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO
----------	------------------------	--

	<p>P Q</p> 	<p>P Q</p>  <p>Barra de referencia</p>
	<p>P Q</p> 	<p>P Q</p>  <p>Barra de referencia</p>
	<p>P Q</p> 	<p>P Q</p>  <p>Barra de referencia</p>
	<p>P Q</p> 	<p>P Q</p>  <p>Barra de referencia</p>
	<p>P Q</p> 	<p>P Q</p>  <p>Barra de referencia</p>

Teniendo presente el comportamiento de cada una de estas conexiones en la red, resulta de especial atención el análisis de las posibles ventajas o desventajas que se pueden presentar en cada caso. Según [3] la principal preocupación en conexiones como la Delta / delta $[\Delta/\Delta]$, Delta (Prim.)/Estrella aterrada (Sec.) $[\Delta/Y]$ y Estrella (Prim.)/Delta (Sec.) $[Y/\Delta]$ donde no existe conexión a tierra por primario, consiste en los sobrevoltaje, cercanos al voltaje de línea que pueden alcanzar las fases no falladas (Fig. 1.9) luego de la correspondiente apertura del interruptor (A) (Fig. 1.10) por una falla a tierra en (I) y que pueden ser aplicados a unidades transformadoras montadas en postes que se alimentan normalmente a voltaje de fase.

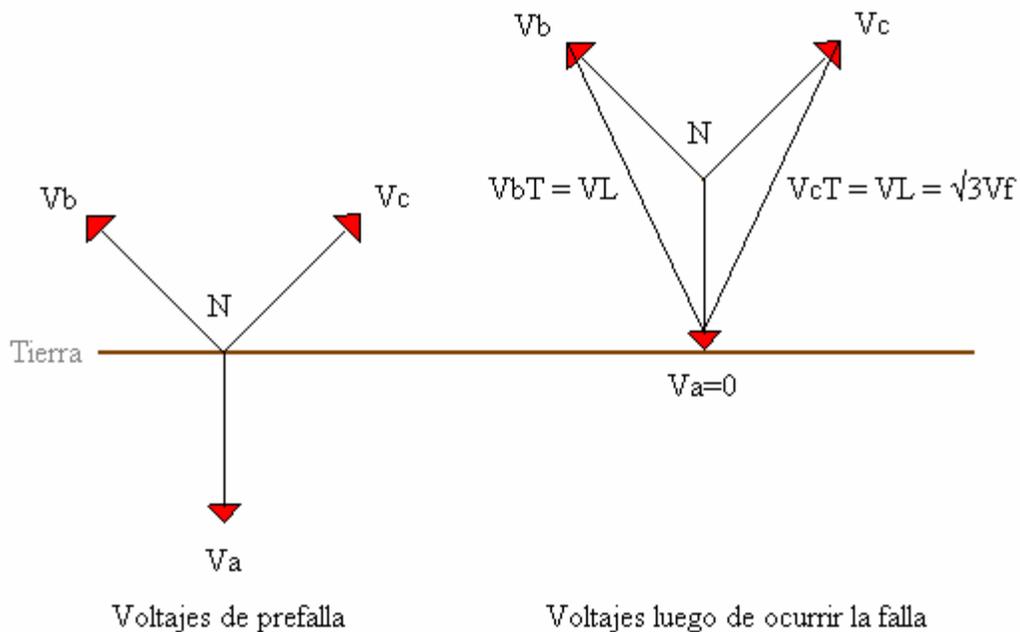


Fig. 1.9: Comportamiento de los voltajes de fase en un sistema aislado de tierra.

Esto generalmente ocurre cuando al disparar (A) el generador se encuentra operando cerca de la carga presente en el alimentador. Estas magnitudes de voltaje saturan al transformador montado en poste que comúnmente opera cerca de la rodilla de saturación, por tanto este tipo de conexiones solo es recomendable para el caso en que el generador experimente una sobrecarga de 200 % o más, inmediatamente después de la operación de A, dando lugar esta sobrecarga a que

durante la falla, el voltaje en las fases no falladas no sobrepase al voltaje de fase. Tiene como ventaja fundamental que no hay corriente de secuencia cero desde el interruptor A ante una falla en (II). Para el caso de la Estrella aterrada (Prim.)/Delta (Sec.) [Y/Δ] la principal desventaja radica en que suministra una corriente de falla a tierra indeseada ante fallas en (I), mientras que no presenta sobrevoltaje para fallas a tierra en (I) y no hay circulación de corriente de tierra desde el interruptor A por fallas en (II). Por último la Estrella aterrada (Prim.)/Estrella aterrada (Sec.) [Y/Y] presenta el problema de proporcionar una fuente de corriente a tierra indeseada ante fallas en (II), permitiendo que los relés alimentadores de tierra con ajuste sensible en la subestación respondan a las fallas a tierra en el secundario del transformador del GD.

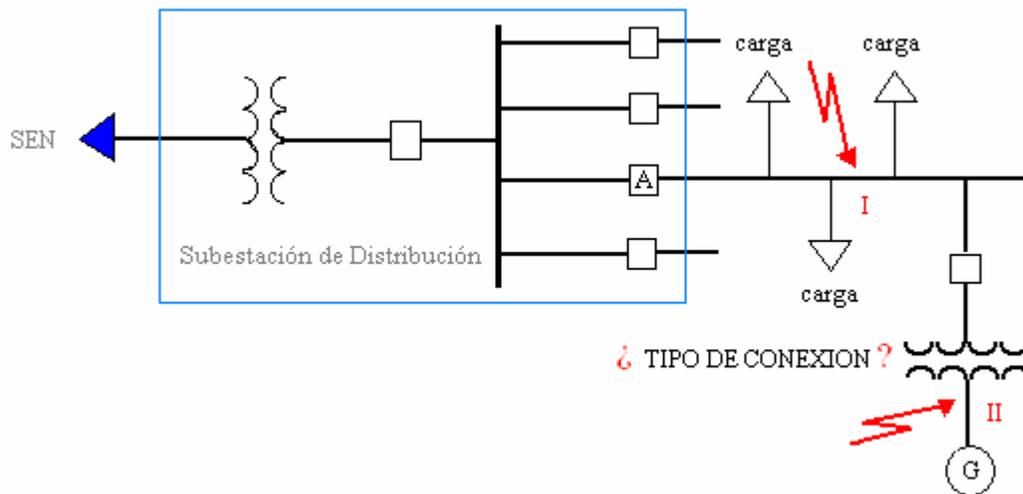


Fig. 1.10: Conexiones típicas para el transformador de conexión.

Los esquemas de protección deben ser lo suficientemente confiables y selectivos, de modo que solo operen cuando sea necesario. En los últimos años los relevadores digitales han alcanzado una alta popularidad y difusión dentro de la rama de las protecciones, desplazando en cierta medida los dispositivos tradicionales. Al tener la capacidad de integrar en un solo elemento múltiples funciones, brindan la posibilidad de reducir el número de relevadores requeridos por aplicación y por tanto el cableado correspondiente y el costo.

Una sola plataforma de Hardware con Software puede dar protección y medición a la interconexión haciendo más rápidas y exactas las decisiones en la operación o no de los relevadores en condiciones anormales de operación de la red. Un relevador multifunción puede utilizarse para proteger cualquier instalación de generación [25]. La Tabla 1.2 muestra una lista de las funciones más comunes incorporadas en un relevador multifunción.

Tabla 1.2: Funciones típicas de protección en un relevador multifunción.

Código numérico de la función	Descripción de la función
21*	Relevador de distancia. Es un relevador que opera cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito aumenta o disminuye más allá de límites predeterminados.
25	Relevador para sincronizar o comprobar sincronismo. Es un dispositivo que opera cuando dos circuitos de corriente alterna se encuentran dentro de límites deseados de frecuencia, ángulo de fase o voltaje, para permitir la puesta en paralelo de estos dos circuitos.
27 y 27N	Relevador de bajo voltaje. Es un relevador que funciona a un valor dado de voltaje abajo del predeterminado.
32	Relevador de potencia direccional. Es un relevador que opera al existir un flujo determinado de potencia en cierta dirección, o cuando ha habido un arco inverso en los circuitos de ánodo o de cátodo de un rectificador de potencia y en consecuencia se ha presentado una inversión de potencia.
46	Relevador de corriente inversa desbalance de fase. Es un relevador que opera cuando las corrientes polifásicas tienen su secuencia de fases invertida o cuando están desbalanceadas o contienen componentes de secuencia de fase negativa en exceso de un nivel predeterminado.
47	Relevador de voltaje de secuencia de fase. Es un relevador que opera a un valor predeterminado de voltaje en la secuencia de fase deseada.

50 y 50N	Relevador de sobre corriente instantáneo. Es un relevador que opera instantáneamente cuando se presenta un valor excesivo de corriente, o del régimen de aumento de la misma, indicando la presencia de una falla en el circuito o aparato que esta protegido.
51N y 51V	Relevador de sobre corriente con retardo de tiempo. Es un relevador con una característica de retardo, sea definido o inverso que opera cuando la corriente en un circuito de corriente alterna excede un valor predeterminado.
59, 59N y 59I	Relevador de sobrevoltaje. Es un relevador que opera a un valor dado de sobrevoltaje.
60FL	Relevador de balance de voltaje. ES un relevador que opera a una diferencia dada de voltaje entre dos circuitos.
67 y 67N	Relevador de sobre corriente direccional. Es un relevador que opera a un valor definido de sobre corriente en CA fluyendo en una dirección predeterminada.
78*	Relevador sensible al ángulo de fase o a la salida de paso. Es un relevador que funciona aun ángulo de fase predeterminado entre dos voltajes o entre voltaje y corriente.
79	Relevador de recierre. Es un relevador que controla el recierre automático y en su caso, el bloqueo en posición de fuera de interruptor de recierre.
81	Relevador de frecuencia. Es un relevador que opera a un valor predeterminado de frecuencia, ya sea abajo o arriba de la frecuencia normal del sistema.
81R*	Relevador de razón de cambio de frecuencia. Es un relevador basado en la razón de cambio de la frecuencia, se utiliza comúnmente para detectar condiciones de isla.

Típicamente, la protección de interconexión para estos generadores se establece en el Punto de Acoplamiento Común (PAC) entre la red eléctrica y la unidad de GD. Este punto puede estar después del interruptor principal de la fuente para una conexión directa, como se muestra en la Fig. 1.11 [16] y para el caso de una interconexión a través de transformador, el punto puede estar en el lado

secundario del transformador o en el primario, como se muestra en la Fig. 1.12 [3] dependiendo de los requisitos de interconexión.

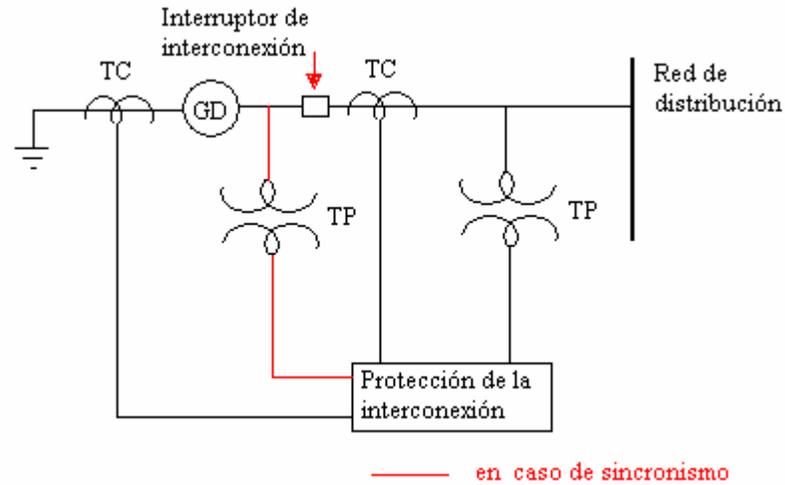


Fig. 1.11: Ubicación de la protección de interconexión de la GD en una conexión directa.

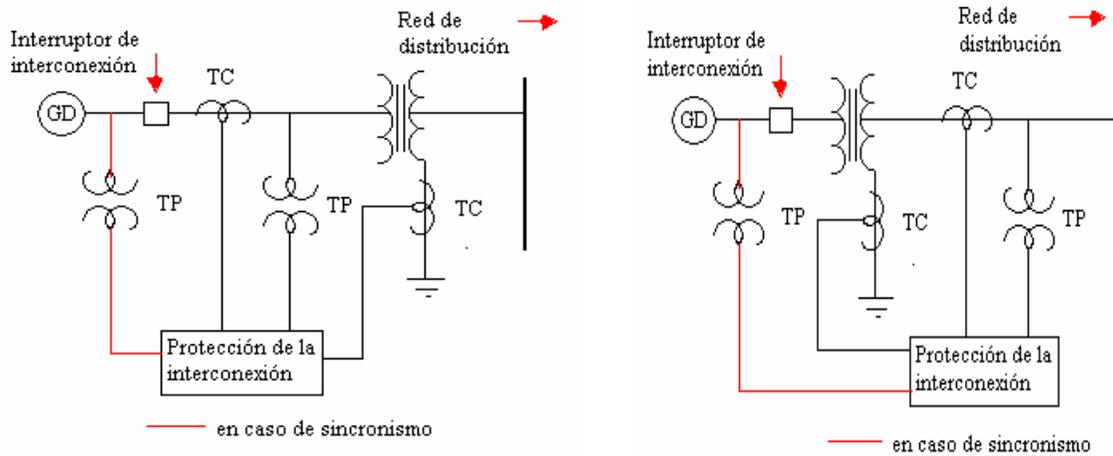


Fig. 1.12: Ubicación de la protección de interconexión de la GD a través de un transformador.

La protección de las interconexiones está marcada por tres objetivos fundamentales [3]:

1. Desconectar el generador cuando ha dejado de operar en paralelo con el sistema.
2. Proteger la red contra los daños ocasionados por la conexión del generador, incluyendo la corriente de falla que suministra el generador para fallas del sistema y sobrevoltaje transitorios.
3. Proteger el generador contra daños producidos por el sistema, especialmente mediante el recierre automático.

1.6 El recierre automático

El recierre automático es muy utilizado con frecuencia en redes aéreas de medio voltaje con una alta efectividad como método de limpieza de falla. Cuando existe la operación en Isla de generadores de GD dispersos con cargas del sistema de distribución, externas al sitio de IPP (Independent Power Producer), el recierre automático es generalmente el método utilizado para restaurar la energía eléctrica a los usuarios, debido esto fundamentalmente a que aproximadamente entre el 70 y el 95% de las fallas que tienen lugar en estos sistemas son temporales como lo establece [12]. Estos generadores en Isla complican el recierre automático y también la conmutación manual que requiere sincronizar el generador / carga en Isla al sistema.

Los dispositivos que efectúan recierres ya sean interruptores o reconectadores, basan su éxito en la eliminación de la falla durante el tiempo de recierre o “tiempo muerto”, lapso sin circulación de corriente que permite que la falla no permanente se desionice. El proceso de desionización o apagado de un arco eléctrico, puede analizarse como un proceso casi puramente térmico. Existe una interacción o balance entre la cantidad de calor generada por la energía eléctrica entregada al arco y la cantidad de calor pérdida por radiación, conducción y disipación. Si se

reduce o elimina la entrega de calor, el arco se enfría, aumenta su resistencia eléctrica, se apaga antes y se reenciende después del pasaje por cero de la corriente, conduciendo a su extinción [22]. Las funciones de protección deben asegurar que la instalación de GD deje de energizar al sistema de distribución al cual este conectada, antes del recierre automático del interruptor del sistema de distribución.

1.6.1 Fallas del recierre automático

Un primer problema significativo es que la GD puede interrumpir la secuencia de recierre ejecutada por el relé del alimentador. El recierre ha sido ampliamente utilizado en el nivel de distribución para limpiar fallas temporales. Típicamente el tiempo muerto del recierre es de unos cientos de milisegundos, lo cual no les causará problemas a los consumidores.

Si la protección de la GD no opera durante el tiempo sin corriente del recierre, la misma está conectada a la red y por lo tanto el voltaje en la red se mantiene. Por lo tanto el arco no decrece y la falla permanece. Esto hace que los consumidores experimenten un tiempo mayor de interrupción. Se puede notar que incluso si la GD llega a ser desconectada durante el tiempo sin corriente el tiempo disponible para la extinción del arco decrece por el tiempo de operación de relé de la GD.

Otra de las razones por la cual se debe desconectar a la GD es por razones de seguridad propia. Si la GD permanece trabajando, su momento rotacional cambia ligeramente debido al desbalance de potencia. Como el breaker tiene recierre se puede producir un cierre asincrónico el cual causaría daños en la unidad.

Los ajustes de los recierres deben coordinarse con la operación de la protección de la GD para evitar problemas. Una posible solución es aplicar recierres más lentos, pero esto reduce la calidad de la potencia. La operación de la protección de la GD también se puede ajustar a que sea más sensible, lo que puede resultar en un disparo indeseado en otros tipos de disturbios.

1.6.2 Disparos no deseados

Otro de los problemas que puede ocurrir es cuando hay un fallo localizado en un alimentador que no es el que incluye la GD, otro alimentador conectado a la misma subestación o también a niveles de voltajes más altos. En este caso la GD contribuye a la falla y alimenta la corriente de cortocircuito aguas arriba hacia la falta. Esto puede hacer que el relé que está localizado al inicio del alimentador donde está conectada la GD Fig. 1.13 opere para esta corriente de falla, sobre todo cuando el relé no es direccional, lo cual es algo típico en este tipo de red de distribución.

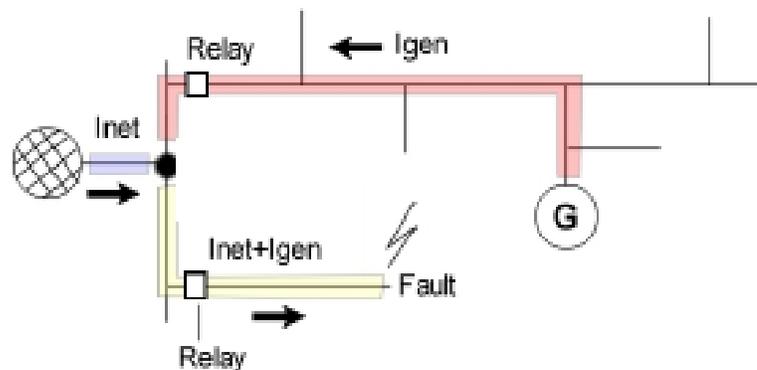


Fig. 1.13: Disparo incorrecto en una red de distribución.

El tipo de unidad de GD afecta la situación. En el caso de los generadores de inducción la corriente decae con el tipo y por lo tanto la contribución no causa grandes problemas. Peor para los generadores sincrónicos, sobre todo los grandes, alimentan la corriente de cortocircuito durante tiempos prolongados, pueden por su diseño, y por lo tanto ocurre la operación innecesaria.

Un disparo incorrecto se traduce en un problema de calidad de la energía, especialmente para los consumidores locales del alimentador donde no está el fallo. Se debe tener en cuenta este problema donde exista y hacer la coordinación adecuada entre las protecciones.

1.6.3 No operación de la protección

Como tercer problema potencial existe que la operación de la protección de sobre corriente puede llegar a ser interrumpida o que no actúe por la presencia de la

DG. Esto puede ser posible en el caso de que la DG esté localizada entre el punto de fallo y la subestación donde se encuentra la protección. La unidad de GD contribuye a la corriente de cortocircuito y por lo tanto incrementa los niveles de cortocircuito, sin embargo la corriente medida o que circula por el relé es menor debida a la contribución de la GD. En realidad la corriente total de cortocircuito es dividida entre las dos fuentes. De esta forma la protección no opera para el caso de la peor falla para la cual fue ajustada antes de que estuviera presente la GD.

En el caso de los generadores de inducción el problema generalmente se traduce en un retardo de la operación de la protección, y no en una falta de operación total, pues la corriente desaparece. En caso de los generadores sincrónicos no es igual pues el mismo contribuye a la falla por un tiempo ilimitado, y puede causarse un retardo de la operación del relé del alimentador aún cuando se desconecte la GD, debido al tiempo en que se retarda la protección de esta en operar.

1.6.4 Pérdida de la protección principal

Otro problema que se puede presentar es la operación de la protección durante un aislamiento no deseado. Las unidades de la GD no se diseñan para que alimenten toda la red a la que están conectadas. De manera que no son capaces de mantener el nivel adecuado de la calidad del servicio en la red. También se puede provocar un problema de seguridad al personal que trabaja la red cuando se energiza una parte de la red considerando estar sin tensión. Una condición de aislamiento debe ser detectada por la GD de manera que la misma se desconecte rápidamente. Las unidades de reserva son un caso aparte pues están planificadas para que trabajen solas.

Existen muchas técnicas posibles para detectar el aislamiento. Pero todas tienen una zona de no detección. Esto significa que la carga de la parte aislada de la red puede siempre equipararse o machearse con la de la generación, de manera que la transición a operación aislada puede no ser detectada. La posibilidad de macheo entre la carga y la generación es en muchos casos posible solo desde el punto de vista teórico, pero por otro lado siempre es posible. Normalmente el trabajo en islas se detecta por relés de voltaje y frecuencia localizados en los

terminales de las unidades de GD. Los métodos basados en la razón de cambio de la frecuencia (ROCOF) o cambio de vectores han sido desarrollados últimamente, lo cuales son más seguro que los de voltaje y frecuencia que tienen aún zonas de no detección.

1.6.5 Consecuencias de un recierre fuera de fase

El problema mayor que puede ocurrir es cuando la unidad de GD no dispara en el tiempo en que se encuentra abierto el recierre. El generador puede variar su velocidad, acelerarse o desacelerarse de manera que ocurre el cierre en el momento en que el voltaje en la parte aislada de la red y el de la red principal se encuentran en oposición de fase. Esto trae consecuencias negativas muy serias. En estas condiciones son posibles, sobrevoltaje, sobre corrientes, y largos torques mecánicos, por lo que los generadores y motores que se encuentran funcionando pueden ser dañados. También en otros equipos que se encuentran conectados a la red pueden producirse grandes esfuerzos, los cuales pueden ser acumulativos y causar graves daños.

Si la generación se conecta al sistema por medio de inversores, el riesgo de daño a los generadores distribuidos es menor. En casos excepcionales pueden ocurrir altas corrientes de magnetización en los transformadores o corrientes de arranques de los motores, lo que puede llevar a un disparo incorrecto de la protección o causar daños mecánicos en los motores.

Un recierre fuera de fase es considerado como uno de los problemas más difíciles producidos por un aislamiento no advertido, debido a que el tiempo de detectar este aislamiento es muy corto [9].

CAPÍTULO 2. Metodología de representación y cálculo de los modelos empleados en la simulación.

En la actualidad, gracias al creciente desarrollo alcanzado por el hombre en los sistemas informáticos, se torna relativamente fácil efectuar el análisis de diferentes fenómenos que pueden presentarse en la vida práctica. De esta forma se logra crear una imagen más amplia de la magnitud que pueden alcanzar dichos fenómenos, dándonos la posibilidad de crear un antídoto para disminuir sus efectos. Este Capítulo presenta una descripción detallada de los modelos utilizados para simular los elementos que conforman el esquema representativo de una red eléctrica de media tensión con GD. También se muestran las consideraciones particulares que fueron realizadas para alcanzar los objetivos del trabajo.

2.1 Software Matlab 7.4

Todas las simulaciones realizadas durante el desarrollo de esta tesis, fueron realizadas utilizando el SimPowerSystems, en conjunto con modelos desarrollados en un ambiente Matlab / Simulink.

El SimPowerSystems es una herramienta computacional muy útil para el análisis de fenómenos transitorios en sistemas eléctricos, la biblioteca del Simulink cuenta con diversos modelos de componentes de redes como por ejemplo, elementos RLC, cargas no lineales, diversos modelos de máquinas eléctricas y controles asociados, modelos de líneas de transmisión (π -equivalente) y distribución (modelo de Bergeron), disyuntores, componentes de electrónica de potencia y demás.

Es de destacar que todos estos componentes pueden ser utilizados en conjunto con modelos ya existentes denominados Demos que aparecen en el mismo programa y así conformar la red que se persigue para la simulación.

2.2 Montaje de la red con GD en el Simulink del Matlab

2.2.1 Equivalente del SEN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue representado en el Matlab por medio de una fuente de voltaje. Los valores para la configuración de la misma fueron tomados de una corrida actualizada en régimen de máxima generación del SEN mediante el software PsX Profesional versión 2.81. Se tomó como referencia la subestación de Cruces 110kV y se obtuvieron los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico por la parte de alto voltaje de transformador de la SPR, Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Niveles de cortocircuito a partir del PsX.

Nombre	MVA 3f	MVA 1f
CRUCE110	1041.10	909.16

Se obtuvieron además la relación X / R y el ángulo de referencia del voltaje. El circuito correspondiente representado por el PsX se muestra en la Fig. 2.1.

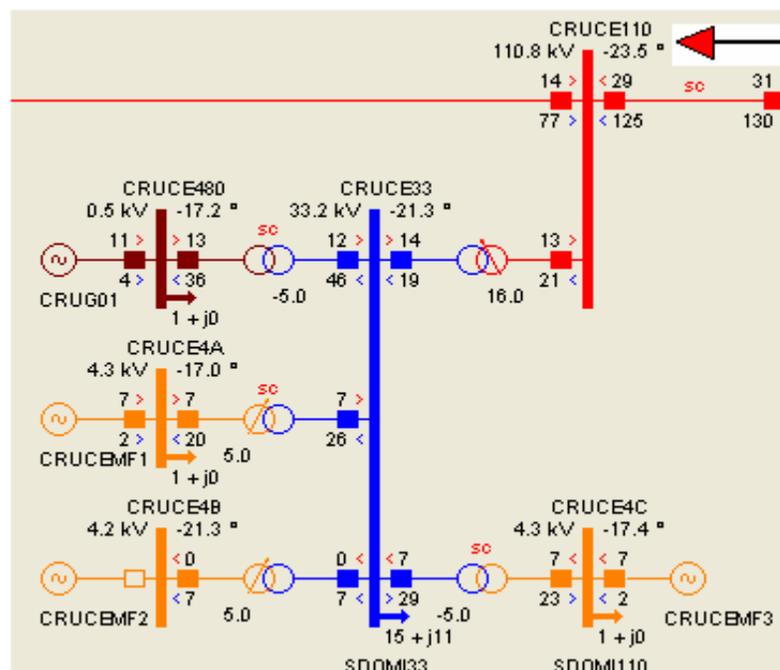


Fig. 2.1: Circuito Cruces 110 kV con GD.

En la Fig. 2.2 se ilustra la configuración final de la fuente representativa del SEN en el Simulink con los datos obtenidos del PsX.

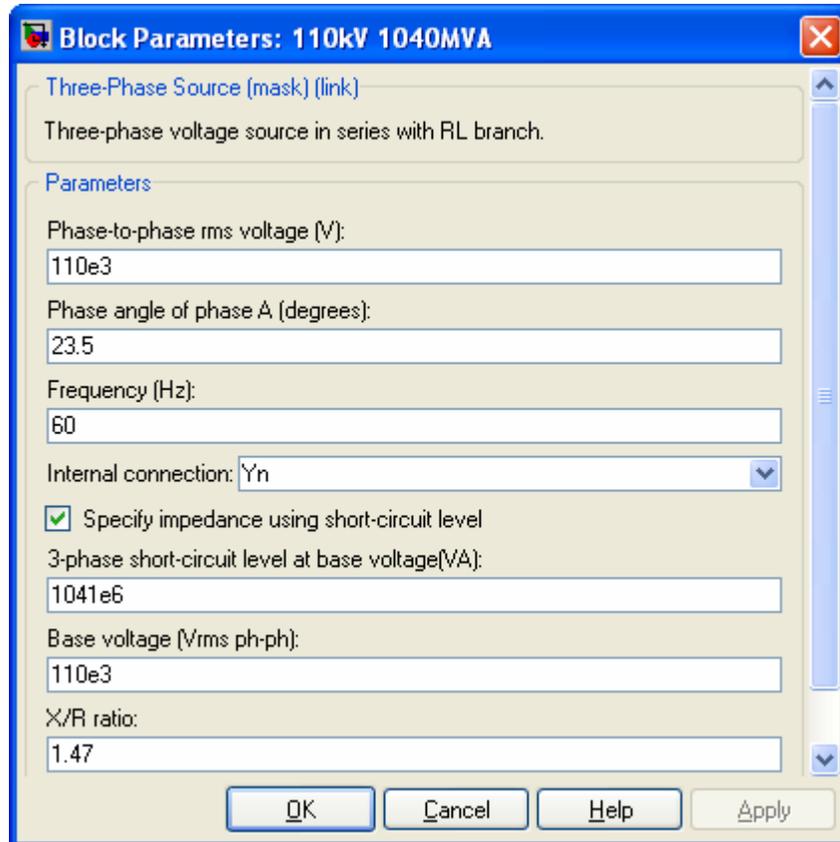


Fig. 2.2: Configuración de la fuente equivalente.

2.2.2 Transformadores

El sistema de distribución representado durante la corrida de las simulaciones cuenta con dos transformadores fundamentales, el transformador de interconexión de la GD con la red de sub-transmisión y el transformador de la Subestación Principal Reductora (SPR). El primer caso fue representado por un transformador Trifásico de dos arrollamientos conectados en delta-estrella aterrada, con una relación de transformación de 4.16/34.5 kV y una potencia nominal de 8.5MVA. Cada uno de estos transformadores interconecta cuatro unidades Fuel con la red. El modelo correspondiente a este transformador se representa en la Fig. 2.3.

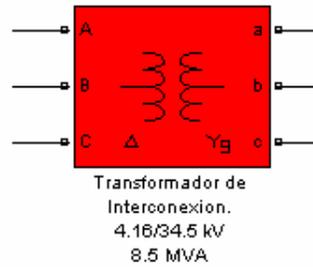


Fig. 2.3: Transformador de interconexión.

Otros datos necesarios para la configuración en el Simulink, como reactancia y resistencia, fueron tomados del PsX. Ver Fig. 2.4.

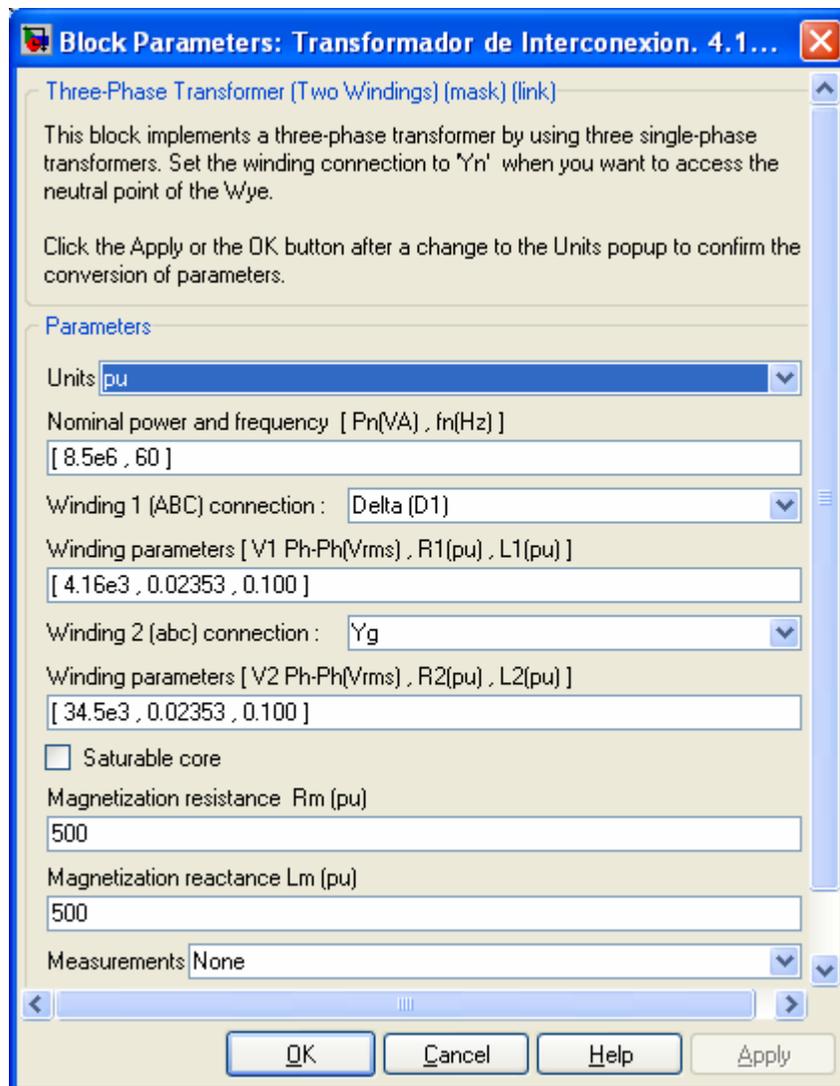


Figura 2.4: Configuración del transformador de interconexión en el Simulink.

Para el segundo caso se utilizó un transformador trifásico de tres devanados con grupo de conexión Yn-Yn-D1. El devanado primario y secundario están en YY aterrado por ambos lados, el primario y el terciario, y el secundario y terciario, están en Y aterrada y Δ . Posee además devanado terciario en delta para circulación del tercer armónico. Los voltajes nominales de 115/34.5/6.6kV respectivamente y potencia nominal de 25MVA, Fig. 2.5.

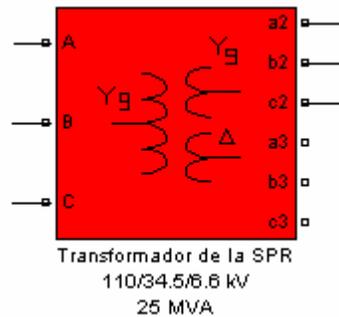


Fig. 2.5: Transformador de la SPR.

En la Fig. 2.6 se muestra la configuración final de dicho transformador, todos los datos fueron tomados del PsX.

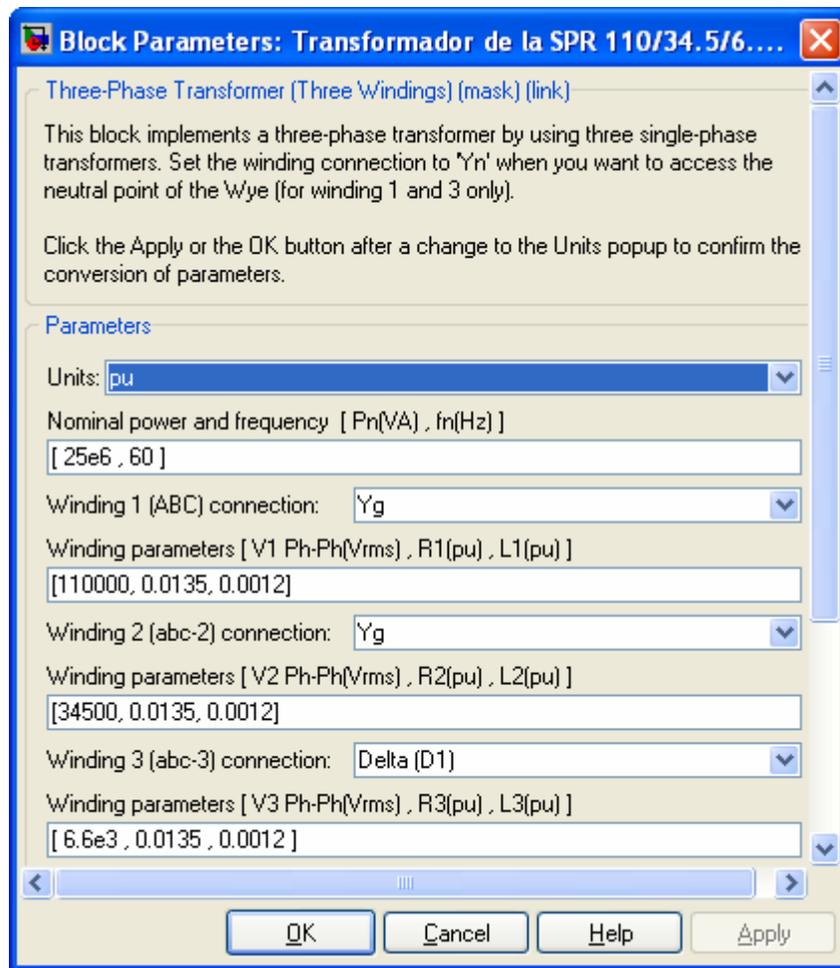


Fig. 2.6: Configuración del Transformador de la SPR en el Simulink.

2.2.3 Alimentadores

Las líneas según su longitud se pueden clasificar en tres categorías fundamentales; líneas cortas, son aquellas cuya longitud no supera los 60 Km., líneas medias son las que sobrepasan los 60 Km. pero son inferiores a 300km y por último las líneas largas con más de 300 Km.

Las líneas que conforman nuestros sistemas de subtransmisión entran dentro de la primera categoría, ya que solo en alguna excepción éstas pueden sobrepasar los 60 Km.

Partiendo de este análisis podemos considerar despreciable el efecto capacitivo de las mismas debido a que la corriente capacitiva (I_c) que circula entre estas líneas a través de la reactancia capacitiva a tierra (X_c) es muy pequeña, es decir

se considera que la corriente de envío es igual a la de recibo ($I_e = I_r$), por tanto durante el desarrollo de las simulaciones éstas líneas estarán representadas por resistencias e inductancias conectadas en serie disponible en las bibliotecas del Simulink. Para el caso del estudio de fallas monofásicas con resistencia de falla se utilizó un modelo de línea de distribución existente en la biblioteca del SimPowerSystems debido a que el Matlab 7.4 no permite la conexión en serie de elementos R-L con el bloque utilizado para modelar la resistencia de arco.

En las simulaciones se representaron dos líneas, L1 y L2 de 10 y 12 Km. de longitud cada una de ellas, ambas conformadas por estructuras de ocho pies y conductores de aluminio con un diámetro de 158 mm^2 (AL-158), Fig. 2.7.

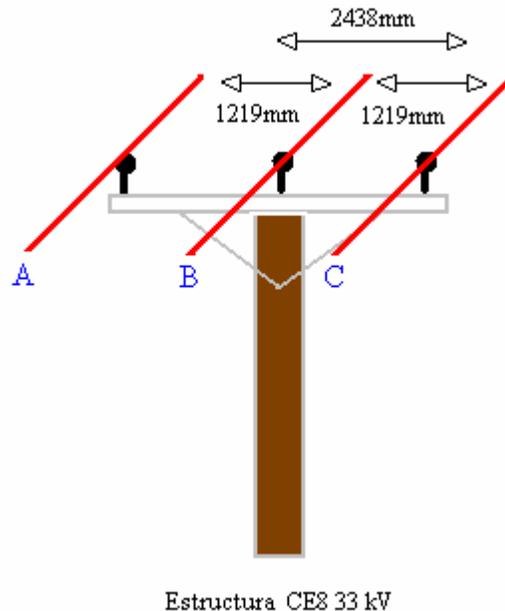


Fig. 2.7: Tipo de estructura de las líneas de subtransmisión.

A continuación se muestra la metodología seguida para calcular los parámetros de las líneas. Conocido el calibre de los conductores, con este se busca la resistencia en ohms por kilómetros y utilizando la ecuación 2.1 se obtiene la resistencia total por fase de cada línea.

$$R_T = L * R \quad (2.1)$$

$R_T \Rightarrow$ Resistencia total por fase de la línea (Ω)

$L \Rightarrow$ Longitud de la línea(Km.)

$R \Rightarrow$ Resistencia del conductor en ($\Omega/\text{Km.}$)

$$R_{TL1} = 10 * 0.21$$

$$R_{TL1} = 2.1 (\Omega)$$

$$R_{TL2} = 12 * 0.21$$

$$R_{TL2} = 2.52 (\Omega)$$

De manera similar, conociendo el tipo de estructura de la línea, se tienen los datos de las distancias entre las diferentes fases y con ello se puede determinar la reactancia inductiva de ésta a partir de la ecuación 2.2.

$$X_L = j0.1738 \log \frac{D_{eq}}{D_{Seq}} \quad (2.2)$$

Donde :

$X_L \Rightarrow$ Reactancia inductiva de la línea.

$D_{eq} \Rightarrow$ Distancia equivalente entre los conductores de las diferentes fases.

$D_{Seq} \Rightarrow$ Distancia equivalente entre los conductores de una fase.

Como la línea es 3ϕ asimétrica

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{AB} * D_{BC} * D_{CA}} \quad (2.3)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{1219^2 * 2438}$$

$$D_{eq} = 1535.84mm$$

Además como solo existe un conductor por fase

$$D_{Seq} = 0.7788 * r \quad (2.4)$$

Donde r es el radio del conductor e igual a $7.09mm$ para conductores AL - $158mm^2$.

$$D_{Seq} = 0.7788 * 7.09$$

$$D_{Seq} = 5.52mm$$

Luego

$$X_{L/fase} = j0.1738 \log \frac{1535.84}{5.52}$$

$$X_{L/fase} = j0.42(\Omega / Km.)$$

$$Pero X_L = \omega * L = 2 * \Pi * f * L \quad (2.5)$$

Despejando L de 2.5 se tiene que la inductancia por fase en (H/Km.) es :

$$L = \frac{X_{L/fase}}{2 * \Pi * 60} = \frac{0.42}{2 * \Pi * 60}$$

$$L = 0.0011(H / Km.)$$

Por tanto.

$$L_1 = L * 10Km = 0.011(H)$$

$$L_2 = L * 12Km = 0.013(H)$$

Como también para la simulación se va a utilizar el modelo de línea de distribución, es necesario calcular las resistencias e inductancias de secuencia positiva y negativa. Para ello se siguió el siguiente procedimiento:

El método de Carson establece que la resistencia de la tierra tiene un valor de $0.987f \times 10^{-3} \Omega/Km.$, donde f es la frecuencia en Hz. La reactancia se determina

en función de la distancia D_e desde los conductores de la línea a un conductor ficticio con una ADGM de 1 pie. El valor de D_e se calcula mediante

$$D_e^2 = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (\text{pie}^2) \quad (2.6)$$

La resistividad (ρ) para suelos secos es del orden de los 1000 (Ω/m^3), por tanto

$$D_e^2 = 8818 \text{ pie}^2$$

La impedancia de secuencia cero por fase para una línea trifásica asimétrica sin hilos de tierra se calcula como:

$$Z_0 = 3Z_{aa} = R_a + 2.961f10^{-3} + j0.5214 \log \frac{D_e^2}{D_{aa}} \quad (\Omega/\text{Km.}) \quad (2.7)$$

Donde R_a es la resistencia propia del conductor en ($\Omega/\text{Km.}$) y D_{aa} es la ADGM de las fases vistas como si formarían parte de un solo conductor.

$$D_{aa} = \sqrt[3]{(r'_A * r'_B * r'_C)} * (D_{AB})^2 * (D_{BC})^2 * (D_{CA})^2 = \sqrt[3]{(r'_A)^3} * (D_{AB})^4 * (D_{AC})^2$$

$$D_{aa} = \sqrt[3]{(0.7788 * 7.09)^3} * (1219)^4 * (2438)^2$$

$$D_{aa} = 234.72 \text{ mm}$$

De esta forma se tiene para R_0 y X_0 que:

$$R_0 = R_a + 2.961 * f * 10^{-3}$$

$$R_0 = 0.21 + 2.961 * 60 * 10^{-3}$$

$$R_0 = 0.39 (\Omega / \text{Km})$$

$$X_0 = j0.5214 \log \frac{D_e^2}{D_{aa}}$$

$$X_0 = j0.5214 \log \frac{8818}{234.72}$$

$$X_0 = j0.82 (\Omega / \text{Km.})$$

Por tanto $L_0 = 0.0022$ (H / Km.)

$$L_{01} = 0.0022 * 10$$

$$L_{01}=0.022 \text{ (H)}$$

$$L_{02}=0.0022*12$$

$$L_{02}=0.026 \text{ (H)}$$

A modo de resumen, la Tabla 2.2 muestra los valores de los diferentes parámetros, para los dos modelos empleados.

Tabla 2.2. Parámetros para los modelos de las líneas.

Modelos	Líneas	Longitud(Km.)	R1(Ω)	L1(H)	C1(μ F)	R0(Ω)	L0(H)	C0(μ F)
R-L	①	10	2.1	0.011	x	x	x	x
	②	12	2.52	0.013	x	x	x	x
Línea de distrib.	①	10	2.1	0.011		3.9	0.022	
	②	12	2.52	0.013		4.68	0.026	

2.2.4 Generación Distribuida

Las máquinas de GD Fuel fueron representadas por un modelo simplificado de máquina sincrónica disponible en la biblioteca del Simulink, Fig. 2.8.

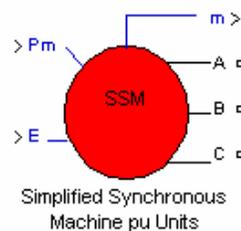


Fig. 2.8: Modelo de la máquina sincrónica.

Este modelo, equivalente a cuatro máquinas fue seleccionado con el objetivo de calcular la variación del ángulo $\Delta\Theta$ entre la Fem. inducida en el devanado del estator por la corriente de excitación (E_0) y la tensión en los terminales del estator

V_t , lo cual constituye el punto de partida para simular la protección de interconexión Salto Vector.

Cada uno de los generadores sincrónicos Fuel son fabricados por la HYUNDAI, con una potencia nominal de 2.127MVA, un voltaje y una frecuencia de 4160V y 60Hz respectivamente; otros datos de los mismos se muestran en el **Anexo I**.

Se considera que todas las máquinas permanecen operando bajo iguales condiciones de carga y conectadas en paralelo, dicho equivalente representa una máquina del conjunto, adaptada a determinadas condiciones de carga.

2.2.4.1 Generador Sincrónico

Normalmente los generadores distribuidos no participan en la regulación de frecuencia de los sistemas de energía eléctrica, de esta forma son controlados para mantener su salida de potencia activa constante. Por tanto, durante las simulaciones la potencia mecánica de entrada al generador fue considerada constante. Además como las simulaciones realizadas no sobrepasan 1 segundo de duración y dentro de este intervalo de tiempo los transitorios mecánicos pueden ser despreciados los efectos del regulador de velocidad también se despreciaron. Se realizó una corrida de flujo de carga a través de la opción Load Flow and Machine Initialization del Powergui el cual calcula internamente los valores de potencia mecánica y voltaje de campo aplicados al generador para las condiciones de carga especificadas. Estos resultados se muestran en la Fig. 2.9.

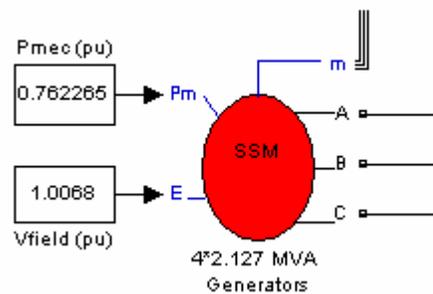


Fig. 2.9: Potencia mecánica y voltaje de campo aplicado al GD.

2.2.4.2 Parámetros del Generador Sincrónico equivalente

Como fue explicado anteriormente se utilizó un modelo equivalente para representar la GD, lo que implica que una máquina sea la portadora de cuatro veces el valor nominal de la potencia de salida de una unidad de generación. Al variar la potencia de la máquina varían también sus parámetros internos. Este trabajo solamente analiza el comportamiento de la reactancia de la máquina, mientras que su resistencia será despreciada por su pequeño valor. Según la Fig. 2.10, cada grupo de cuatro generadores se encuentra conectado en paralelo con la red de subtransmisión.

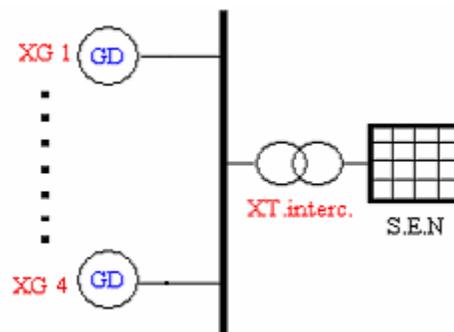


Fig. 2.10: Esquema de conexión de la GD con el SEN

Para llevar a cabo un estudio de cortocircuito empleando redes de secuencia, por ejemplo para la secuencia positiva Fig. 2.11, si se considera el mismo régimen de operación, el equivalente de todas las reactancias representadas resultaría de dividir entre cuatro la reactancia de un generador.

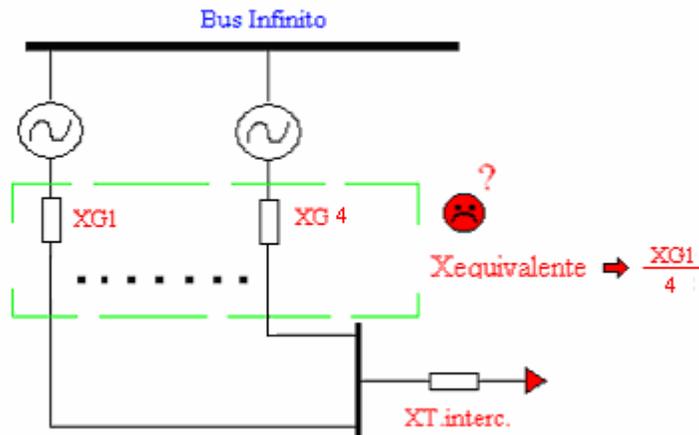


Fig. 2.11: Red de secuencia positiva de la GD.

La potencia nominal equivalente fue considerada como la suma de la potencia nominal de todas las unidades que componen el grupo, en este caso cuatro veces 2.127 MVA (8.508 MVA).

La inercia de los modelos equivalentes para ambos casos fue considerada como la inercia de una sola máquina.

2.2.5 Interruptores con Recierre Automático

Los interruptores recerradores o de recierre automático, como comúnmente se les conoce fueron simulados mediante el uso de interruptores trifásicos disponibles en el SimPowerSystems.

Las protecciones de la línea al detectar condiciones de falla en el circuito mandan una señal de disparo al interruptor automático, el cual abre sus contactos por un tiempo que oscila entre 0.3 y 0.5 segundos (tiempo típico de recierre). Una vez transcurrido este tiempo los contactos se cierran automáticamente eliminando la falla si ésta fue de carácter transitorio.

2.2.6 Relé de desacoplo de fase o Salto Vector

En el capítulo anterior se hizo referencia al principio de funcionamiento de esta protección de interconexión, partiendo de ello se realizó la simulación de este dispositivo. La incógnita mayor y punto de partida para el éxito de la simulación

radica en determinar la variación del ángulo entre la Fem. interna de la máquina y su voltaje terminal. Para ello se utilizó un bloque llamado Bus Selector que una vez conectado al generador permite medir diferentes variables del Generador Síncrono, entre ellas la Fem. interna expresada de forma vectorial y el voltaje en sus terminales. Estos valores son transferidos posteriormente a cuatro bloques furrier usados para separar la magnitud y el ángulo de la señal de entrada. La variación $\Delta\Theta$ es calculada como la diferencia entre el ángulo de fase de la Fem. interna de la fase A y el ángulo de fase del voltaje terminal de la misma fase por el lado de medio voltaje del transformador de interconexión. El proceso descrito se muestra en la Fig. 2.12

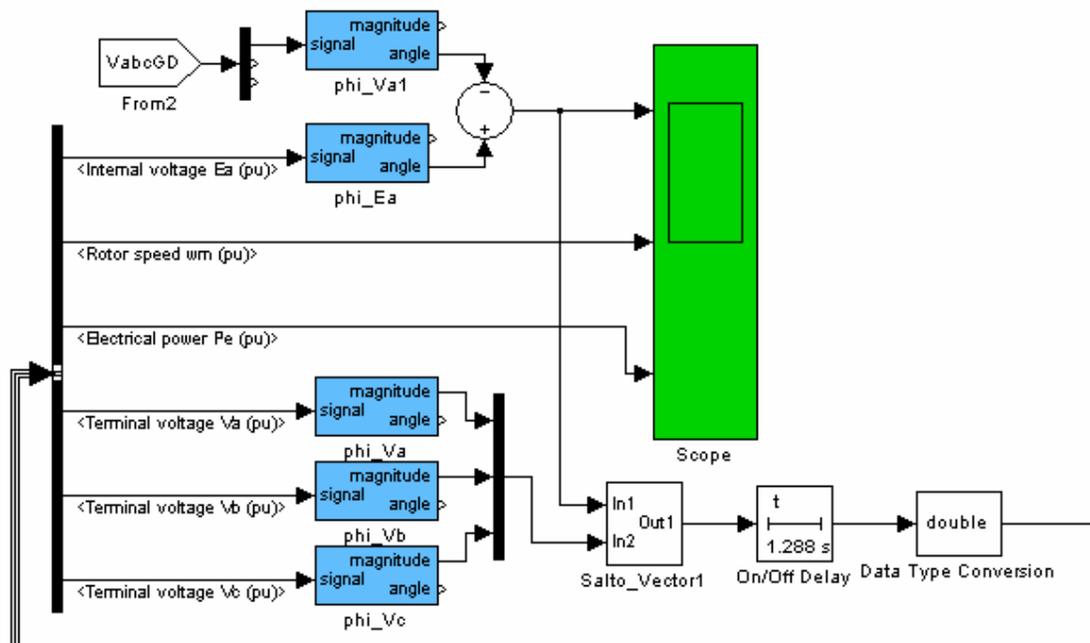


Fig. 2.12: Procedimiento para determinar $\Delta\Theta$

El valor absoluto de la diferencia entre esos ángulos, o sea $\Delta\theta = | \theta - \theta_o |$, es calculado y comparado con un valor predeterminado de ajuste del relé Salto Vector. Si la variación del ángulo $\Delta\theta$ es mayor que el ajuste del relé y la tensión terminal del generador distribuido es menor que el valor de mínima tensión de operación, el relé opera enviando una señal de disparo para abrir el disyuntor del generador. Una vez accionado dicho disyuntor la GD permanece desconectada hasta que finalice la simulación por la acción de un retardo de tiempo. La lógica de

operación del relé Salto Vector es representada en el siguiente diagrama esquemático, Fig. 2.13.

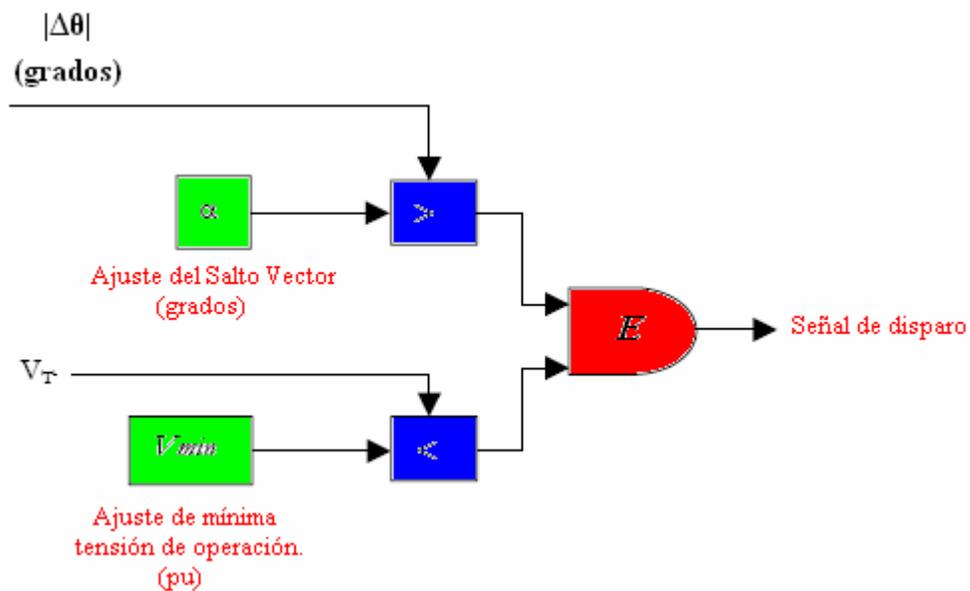


Fig. 2.13: Diagrama representativo de la lógica de operación del relé Salto Vector.

Valores típicos de tiempo de operación de estos relés oscilan alrededor de 20ms. La actuación del relé puede ser bloqueada en caso de que el valor de V_T no sea menor que el valor de ajuste dado.

2.2.7 Relé de Sub / Sobre frecuencia

La frecuencia de entrada al relé es determinada a partir de la velocidad angular del rotor de la GD dada en (pu). Para convertir la velocidad del generador sincrónico ω_G para la unidad de frecuencia se siguió el procedimiento mostrado en la siguiente figura, considerando un sistema eléctrico de 60 Hz.



Fig. 2.14: Señal de entrada para el modelo del relé Sub. / Sobre frecuencia.

Los relés de Sub. / Sobre frecuencia pueden presentar ajustes temporizados, así como también ajustes de mínima tensión de operación. Estos relés presentan un mínimo tiempo de operación resultante de su algoritmo de funcionamiento el cual

oscila entre 80 ms y 150ms. Después de calculada la frecuencia del sistema, es comparada con los ajustes de sub. y sobre frecuencia. En caso que la frecuencia del sistema sea inferior o superior a los valores predeterminados durante un tiempo ajustado y el valor eficaz de tensión terminal sea inferior al valor ajustado de mínima tensión de operación, el relé envía una señal de disparo al disyuntor del generador DJ dejándolo desconectado. El principio de operación descrito aparece representado esquemáticamente en la Fig. 2.15.

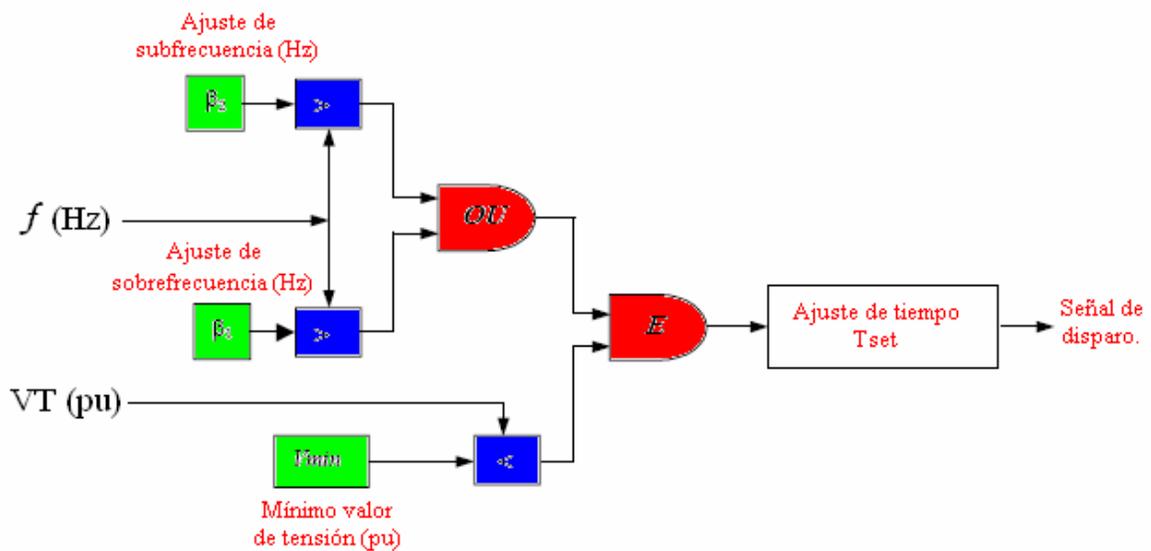


Fig. 2.15: Lógica operacional de un relé sub. / sobre frecuencia.

2.2.8 Relé de Sub / Sobretensión

Los relés de tensión determinan el valor eficaz de la tensión en la barra que se encuentran conectados. Algunos relés microprocesados trifásicos permiten la posibilidad de seleccionar su operación determinando el valor eficaz de las tensiones en las tres fases o determinando el valor eficaz de tensión de secuencia positiva. De forma general el valor de tensión medido es comparado con ajustes de subtensión (V_{SUB}) y sobre tensión (V_{SOB}). En caso que el valor medido ultrapase los límites impuestos por los ajustes y esta condición permanezca por un tiempo superior a un valor ajustado (T_{Set}), el relé opera enviando una señal para disparar el breaker del GD. Un esquema simplificado de este dispositivo se muestra en la Fig. 2.16.

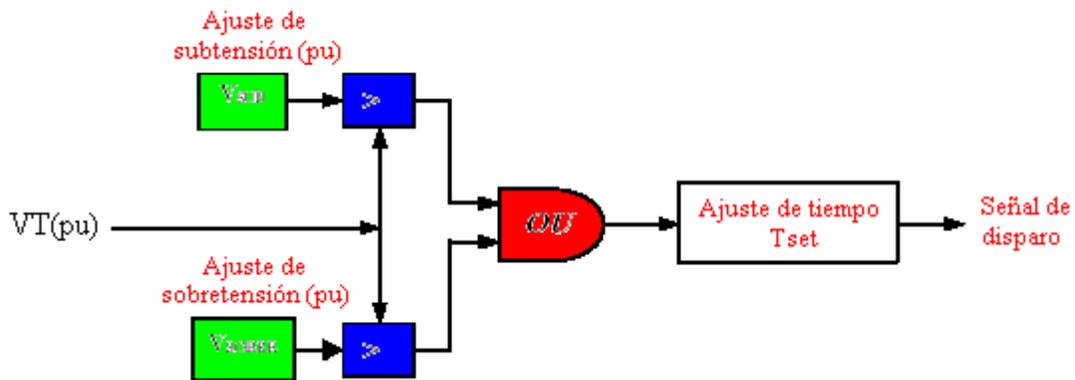


Fig. 2.16: Lógica operacional de un relé sub. / sobre tensión.

2.2.9 Modelo del arco

El arco es modelado como una resistencia variable que depende del valor rms de la corriente de falla $R = f(I_{arc_rms})$. El arco se extingue cuando el valor rms de la corriente pasa por debajo de cierto valor umbral (típicamente 50A) definido en el modelo del arco. La resistencia de arco principal es programada como una función exponencial del valor rms de la corriente inicial de corto circuito. La resistencia de arco se incrementa cuando el valor rms de corriente de arco decrece para que se disminuya el tiempo de decrecimiento de la corriente de arco por debajo del valor umbral. Las Figuras 2.17 y 2.18 muestran el modelo de arco y el bloque de configuración de la Resistencia de Arco respectivamente.

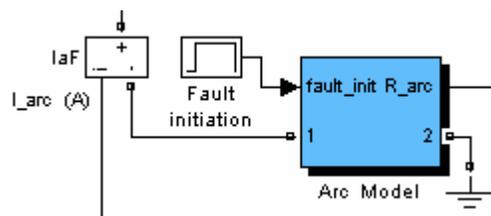


Fig. 2.17: Esquema del modelo de arco.

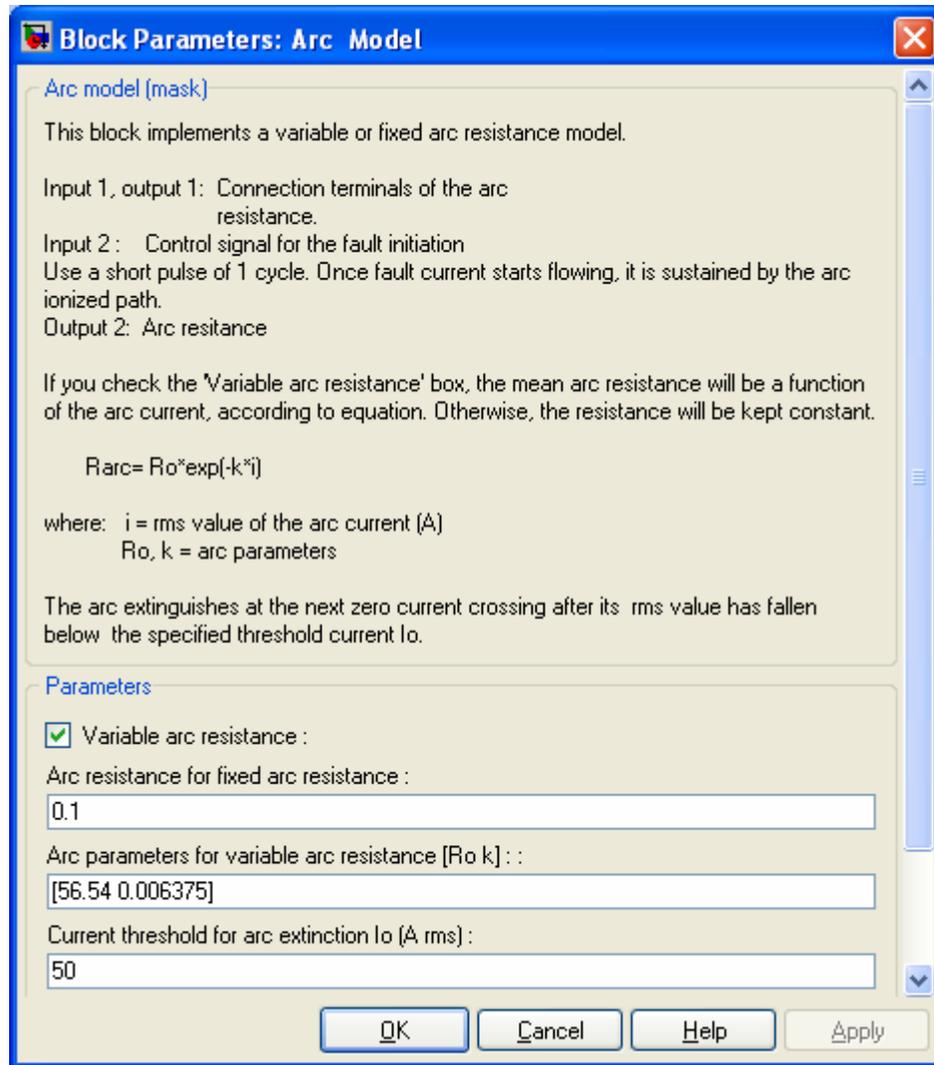


Fig. 2.18: Parámetros de la resistencia de arco.

2.2.10 Modelo de la red a simular

El Sistema Eléctrico modelado es un sistema de transmisión de 110 kV y 60 Hz, con un nivel de corto circuito trifásico de 1041 MVA que alimenta dos ramales de subtransmisión a 33 kV, donde en uno de ellos aparece conectada la GD Fuel. Durante las simulaciones la operación en isla del sistema ocurre durante la apertura del interruptor R.A.2, ante lo cual deberá operar la protección contra aislamiento mandando una señal de disparo al disyuntor de interconexión DJ (Fig. 2.19).

Se simularon cortocircuitos simétricos y asimétricos en distintos lugares de la red con el objetivo de analizar el impacto de la GD sobre la protección del sistema y en especial sobre el recierre de alta velocidad.

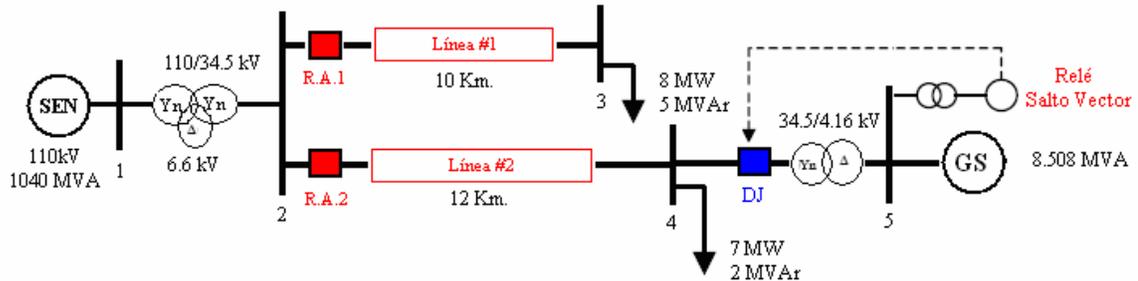


Fig. 2.19: Diagrama mono lineal del Sistema.

La Fig. 2.20 muestra una vista del circuito montado en matlab con GD Fuel conectada y una falla trifásica aplicada en la mitad de la línea dos.

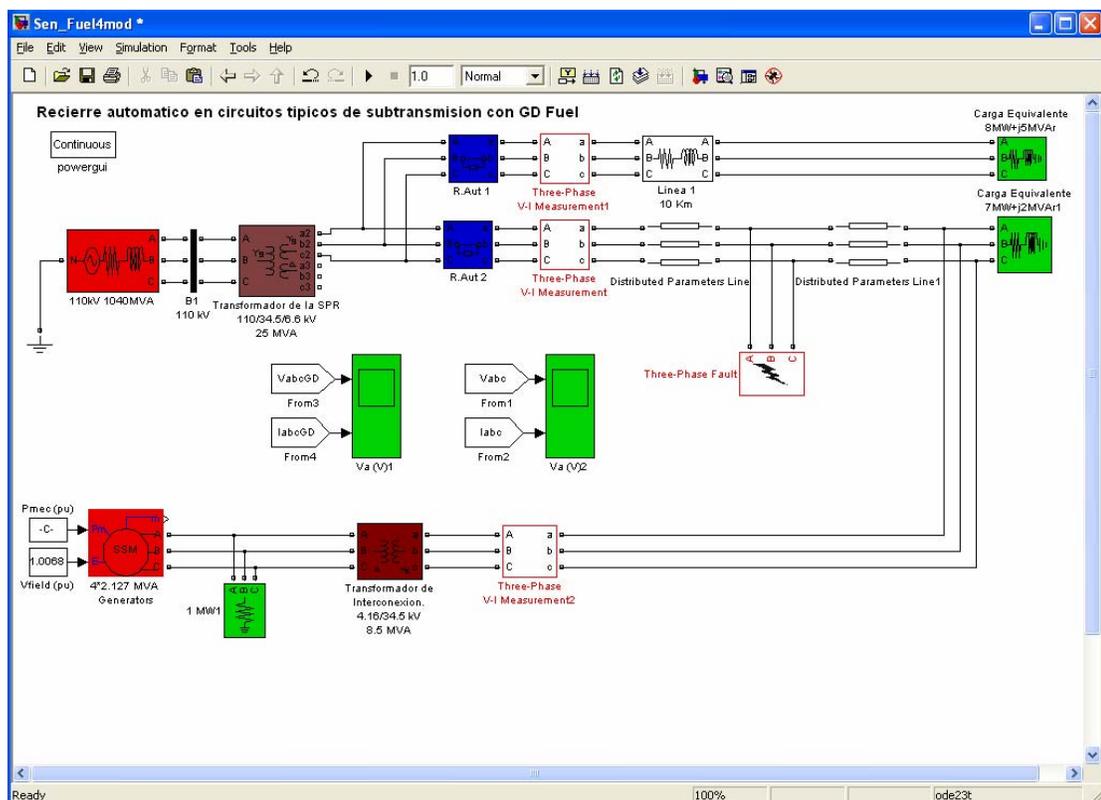


Fig. 2.20: Esquema de la red eléctrica montada en matlab.

CAPÍTULO 3. Resultados y posibles soluciones a partir de las simulaciones.

La Introducción de la GD en las redes eléctricas prescinde de sistemas de protecciones eficientes, capaces de detectar con seguridad condiciones de aislamiento y proteger al generador contra variaciones de frecuencia y voltaje consideradas perjudiciales a su funcionamiento. En este Capítulo, inicialmente se presentan las condiciones de operación de un Recierre Automático Tripolar de alta velocidad considerando desconectadas las unidades GD Fuel. Posteriormente se incorporan estas unidades y se comprueban a partir de las simulaciones los problemas anteriormente abordados cuando recierra el interruptor. Se plantean tres variantes para solucionar el problema, pero se logra comprobar que el Salto Vector constituye un método más seguro y confiable en redes eléctricas de medio voltaje con GD.

3.1 Operación del Recierre Automático en la red sin GD

Como se explicó anteriormente, el recierre automático de alta velocidad es un popular método empleado en la extinción de fallas transitorias en un Sistema Eléctrico, basando su éxito en la extinción del arco de falla durante el tiempo muerto. La Fig. 3.1 muestra los resultados de la simulación (voltajes, corrientes de fase, corriente e impedancia de arco) cuando ocurre una falla monofásica en la red descrita en el capítulo 2, considerando la GD desconectada. La falla ocurre a los 0.108s, el interruptor opera en $t = 0.608s$ mediante una señal emitida por las protecciones de sobre corriente de fase (no simuladas), al detectar condiciones

anormales de operación en la línea. El recierre exitoso se produce a los 0.908s, restableciendo las condiciones normales de operación en el circuito.

El **Anexo II** muestra una mejor vista de los tres estados presentes durante la simulación.

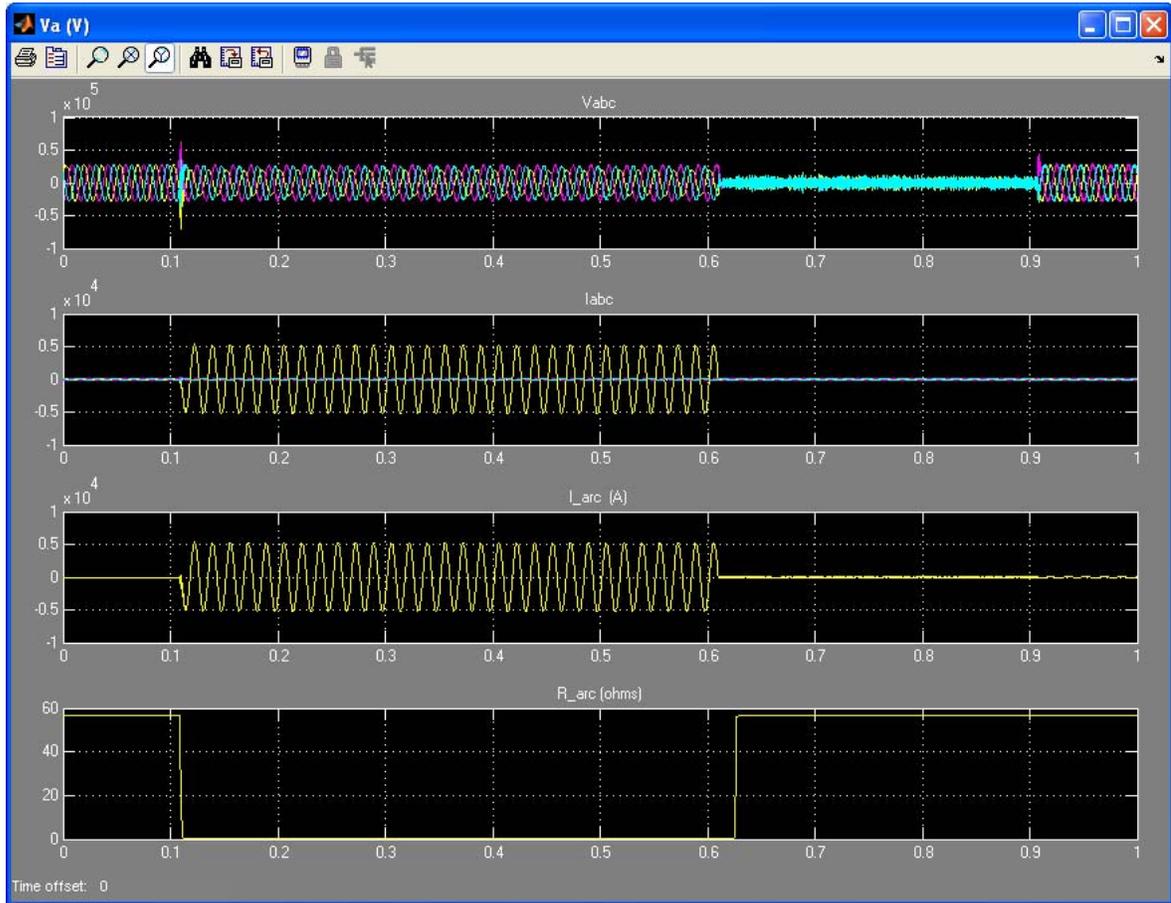


Fig. 3.1. Recierre Automático tripolar de alta velocidad exitoso sin GD.

En la figura se observa además, como con el incremento de la corriente de corto circuito, al iniciarse la falla, cae la resistencia del arco desde 57 ohms a 0 ohms, manteniéndose en cero todo el tiempo que permanece el disturbio. Cuando se produce la apertura del interruptor de recierre la corriente de falla es reducida a cero y un instante después, la resistencia del arco recupera su valor inicial, por lo tanto, se está en presencia de un recierre exitoso, ya que se eliminó la corriente de falla durante el tiempo de recierre o tiempo muerto.

3.2 Comportamiento del Recierre Automático al incorporar las unidades de GD Fuel

El primer problema que introduce la GD en los recierres automáticos es la posibilidad real de un recierre in exitoso. La Fig. 3.2 muestra el mismo caso anterior, pero con las unidades Fuel incorporadas a la red.

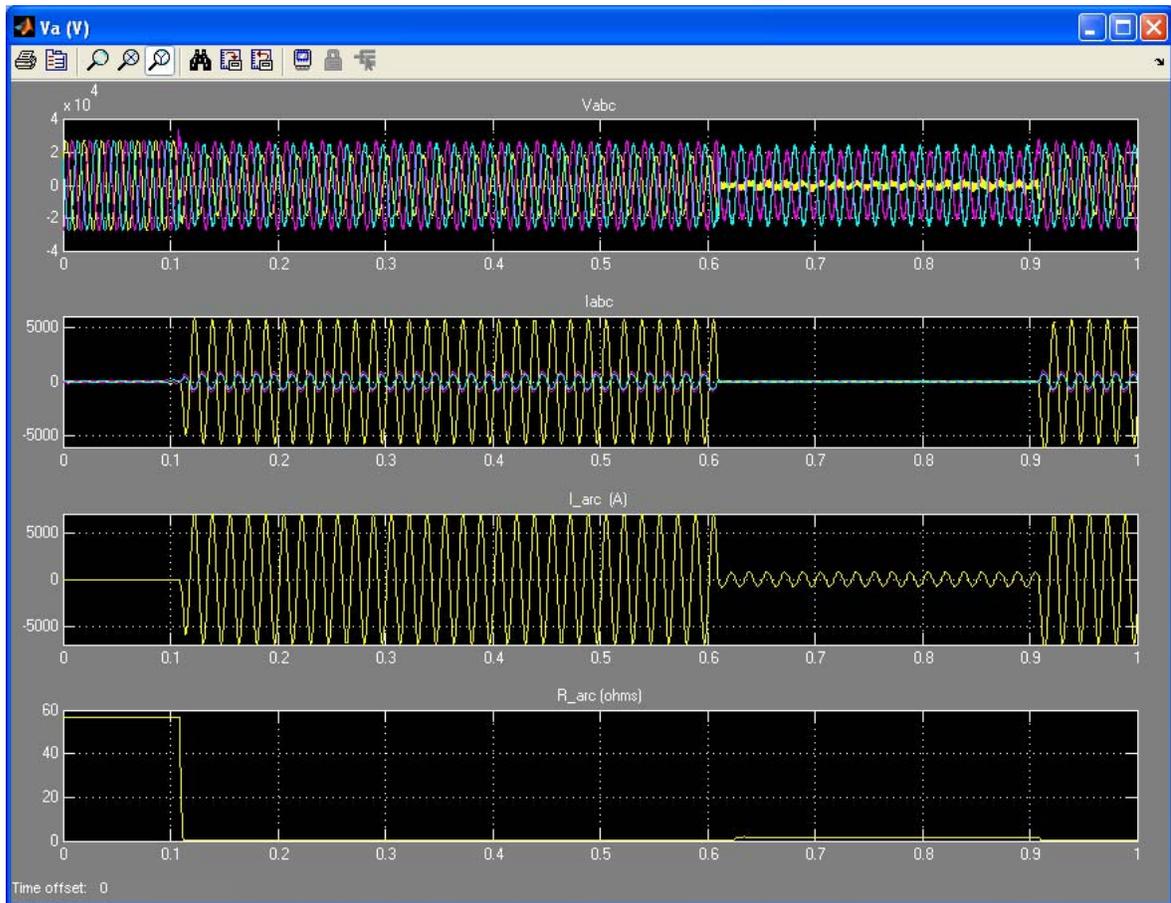


Fig. 3.2. Recierre Automático no exitoso al incorporar la GD.

La falla (similar a la anterior) tiene lugar en $t = 0.108\text{s}$ y el breaker abre sus contactos en $t = 0.608\text{s}$. Durante el tiempo que el breaker permanece abierto la GD continúa conectada a la red entregando potencia a la falla, producto de la no operación eficiente de sus protecciones contra aislamiento. Esto hace que la corriente de falla sea mantenida por la propia planta de GD (gráfica I_{arc}) y por tanto el arco de falla no llega a extinguirse (gráfica R_{arc}) durante el tiempo de recierre que puede variar entre 0.3 y 0.5s. Si pasado este tiempo se produce el

recierre automático, el mismo es aplicado estando presente todavía las condiciones de falla y se habrá producido el denominado recierre no exitoso (Gráficas Vabc y Iabc). El **Anexo III** muestra una mejor vista de la corriente de falla mantenida por la GD, el voltaje y la resistencia del arco.

Otro de los problemas que se pudo constatar mediante el empleo de las simulaciones fue el incremento de los niveles de corto circuito en la red que se incorpora la GD, lo que trae consigo el necesario reajuste de las protecciones de sobre corriente del sistema. También se comprobó el efecto de fuente intermedia, dado cuando la GD esta ubicada entre el punto de falla y la subestación provocando la insensibilidad de la protección de sobre corriente en muchos casos.

3.2.1 Influencia del tiempo que permanese conectada la GD sobre el recierre automático

Como se mostró anteriormente un recierre automático in exitoso no es más que el resultado de una mala operación de la protección de aislamiento del generador, si ésta no es capaz de desconectar el generador distribuido en un intervalo de tiempo menor que el de recierre, el GD contribuye a mantener las condiciones de falla produciéndose finalmente el recierre no exitoso. Resulta de especial interés entonces investigar hasta que punto podría mantenerse conectada la GD luego de disparar el interruptor de recierre sin que afecte su operación exitosa. Para ello en la Tabla 3.1 se analizan diferentes tiempos de recierre manteniéndolos constantes y se varía el tiempo que permanece conectada la GD luego de producirse las condiciones de aislamiento para observar que pasa con la corriente de falla y el arco respectivamente. Para todos los casos la falla y el arco son los mismos.

Tabla 3.1: Tiempo que puede permanecer conectada la GD.

Tiempo de Recierre (s)	Tiempo que permanece conectada la GD (s)	Tipo de Recierre
	0.075	EXITOSO
	0.150	EXITOSO

0.3	0.225	EXITOSO
	0.290	NO EXITOSO
0.5	0.125	EXITOSO
	0.250	EXITOSO
	0.375	EXITOSO
	0.485	NO EXITOSO

Los resultados gráficos de todas las simulaciones correspondientes al tiempo de recierre de 0.5s se muestran del **Anexo IV** al **VII**. Como se puede observar en la Tabla 3.1, para ambos tiempos de recierre, las condiciones de operación exitosa para el recierre automático dependen en gran medida del tiempo que demore en extinguirse el arco producido por la falla, es decir de los parámetros y condiciones bajo las cuales tenga lugar la falla y con ésta el arco.

La Fig. 3.3 muestra en la gráfica (R_{arc} [ohms]), el tiempo que demora en restablecerse la resistencia inicial de arco (R_0) después que se produce la interrupción de la corriente de falla por el interruptor de recierre para el caso de la falla que se tomó en cuenta.

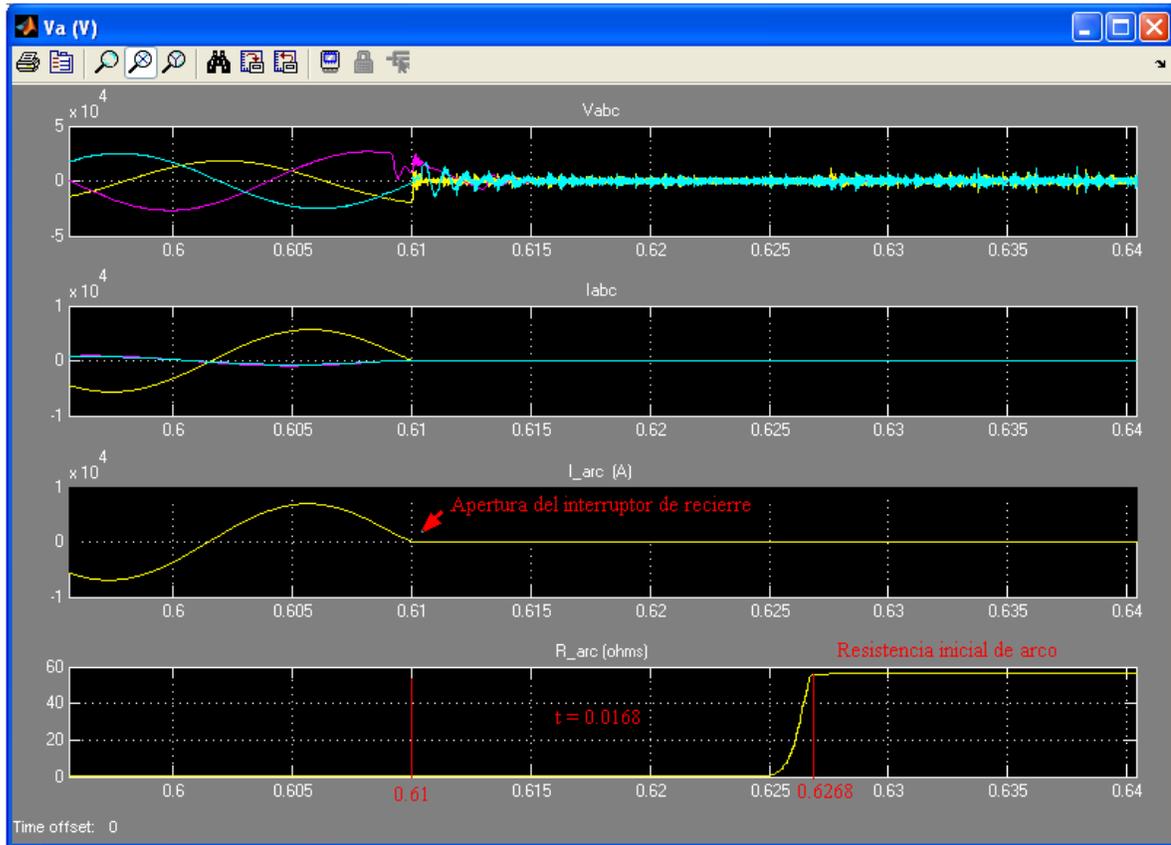


Fig. 3.3: Tiempo de recuperación de la resistencia inicial de arco.

En las Figuras 3.4, 3.5 y 3.6 se aprecia como en la medida que se va postergando el tiempo que permanece conectada la GD, se va corriendo el tiempo de recuperación de R_0 , que permanece constante, manteniéndose exitoso el recierre. Sólo después que el tiempo que permanece conectada la GD, es mayor o igual que la diferencia entre el tiempo de recierre y el tiempo de recuperación del arco inicial, es que tiene lugar el recierre no exitoso. Ver Fig. 3.7.

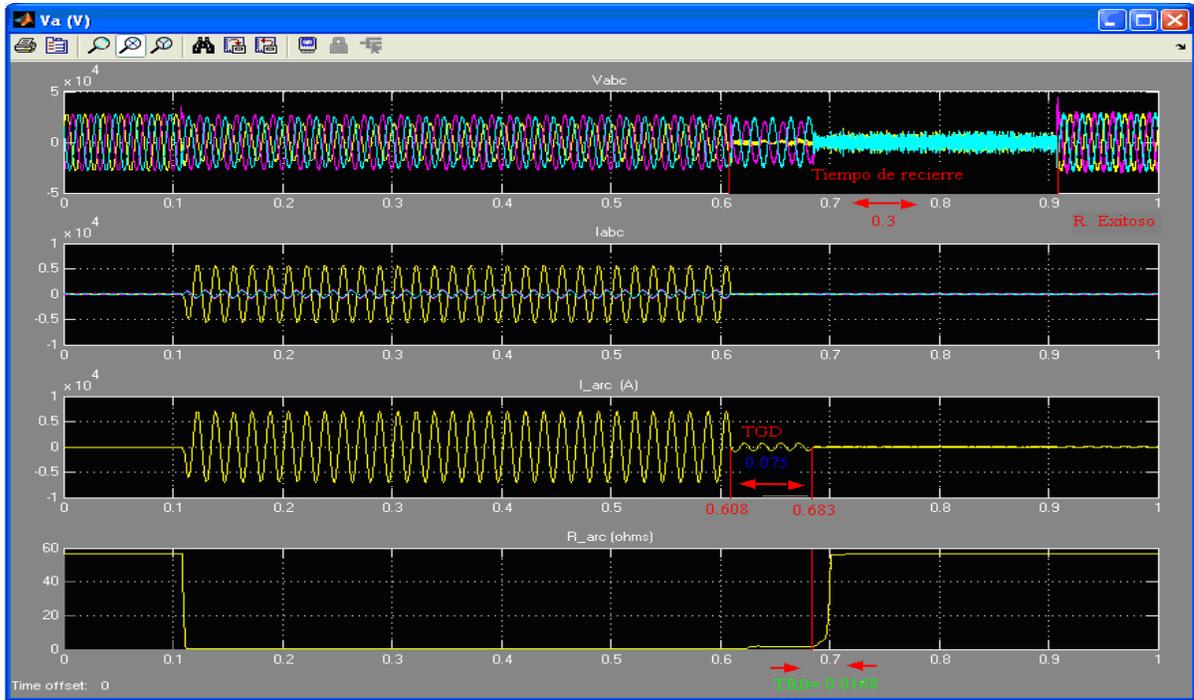


Fig. 3.4: Recierre exitoso con GD conectada 0.075s después de abrir el interruptor de R.A.

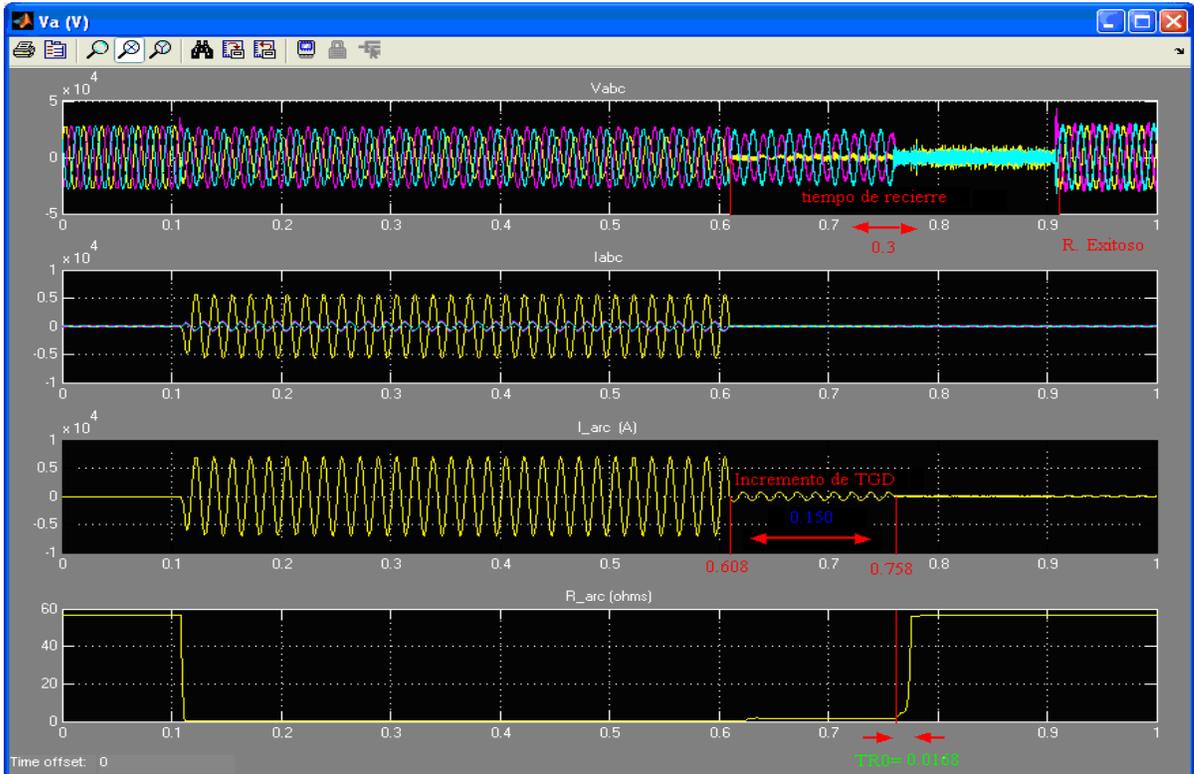


Fig. 3.5: Recierre exitoso con GD conectada 0.150s después de abrir el interruptor de R.A.

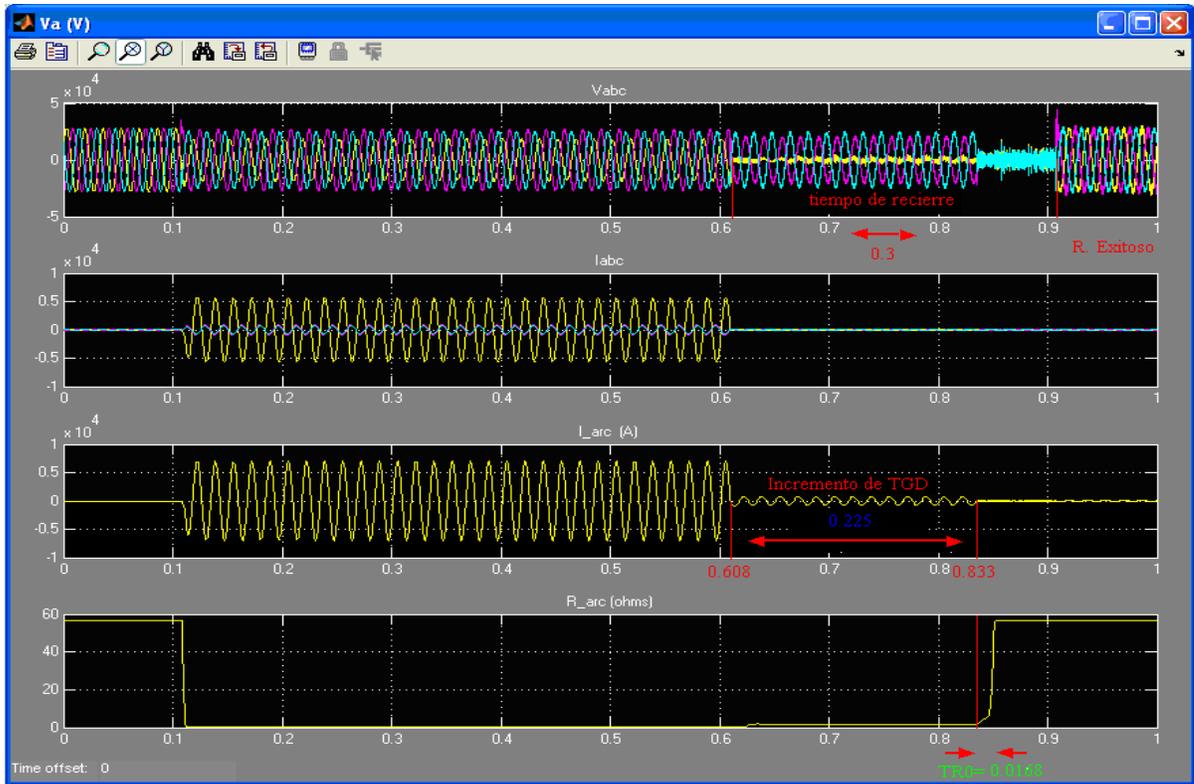


Fig. 3.6: Recierre exitoso con GD conectada 0.225s después de abrir el interruptor de R.A

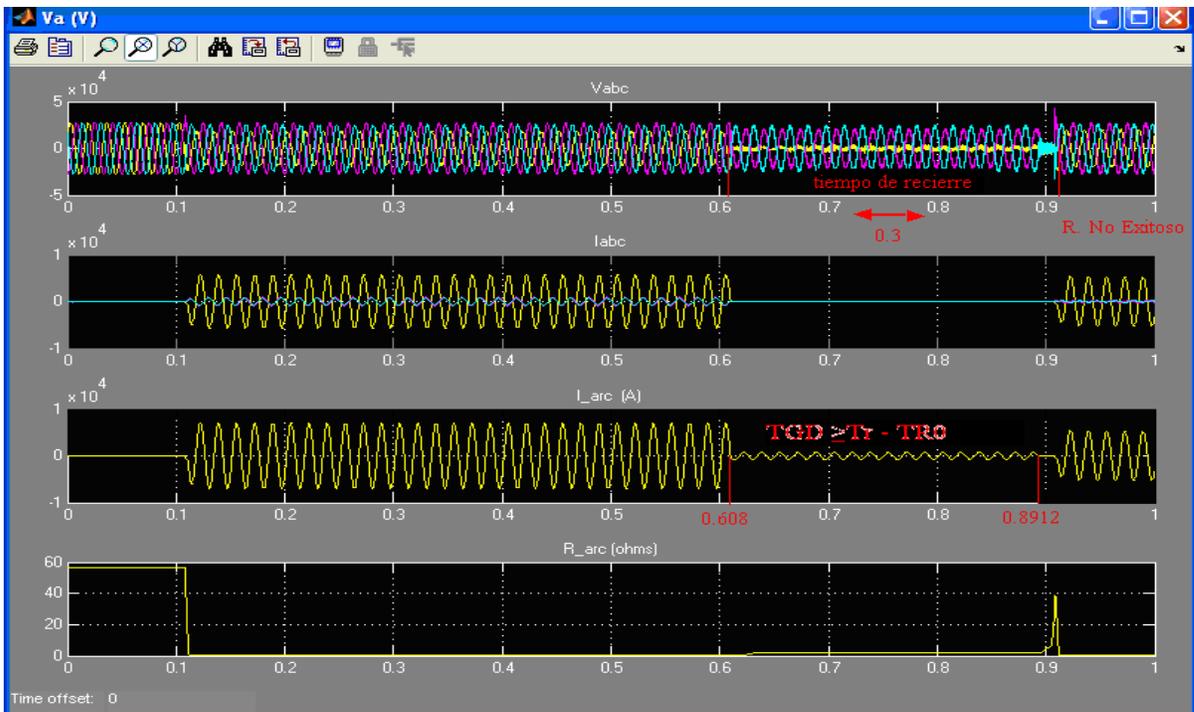


Fig. 3.7: Recierre no exitoso con GD conectada un tiempo mayor que el necesario para extinguir el arco.

3.3 Simulación de las protecciones de interconexión

El surgimiento de la GD ha hecho necesario el desarrollo de novedosos sistemas de protecciones capaces de cumplir con las nuevas condiciones de operación de las redes eléctricas. La necesidad de desconectar la GD antes de que se produzca el recierre del interruptor automático prescinde de protecciones con tiempos de operación inferiores a los típicos de recierre que oscilan entre 0.3 y 0.5 segundos. Dentro de este marco tiene lugar el desarrollo de las protecciones contra aislamiento. Este trabajo aborda especialmente el comportamiento de tres de ellas operando bajo iguales condiciones de falla.

3.3.1 Aplicación de un Relé Salto Vector

La Fig. 3.8 muestra el resultado exitoso de un recierre en la red, donde la GD está protegida por un relé Salto Vector ubicado en el punto de acople común entre el SEN y la GD. Una falla monofásica con arco secundario tiene lugar a los 0.108 s, 15 ms después es desconectada la GD por la acción del Salto Vector permaneciendo fuera de servicio el resto de la simulación. Como la GD es desconectada casi instantáneamente después de producirse el disturbio, esta no contribuye de forma significativa al mantenimiento del arco durante el tiempo muerto o de recierre, pudiendo extinguirse el mismo con la apertura del interruptor automático.

La Fig. 3.9 muestra el pequeño intervalo de contribución de potencia por el generador distribuido al cortocircuito, también se observa la variación del ángulo $\Delta\Theta$ en el instante que se produce la falla dando condiciones de disparo para el salto vector. El **Anexo VIII** muestra el circuito empleado para el desarrollo de esta simulación.

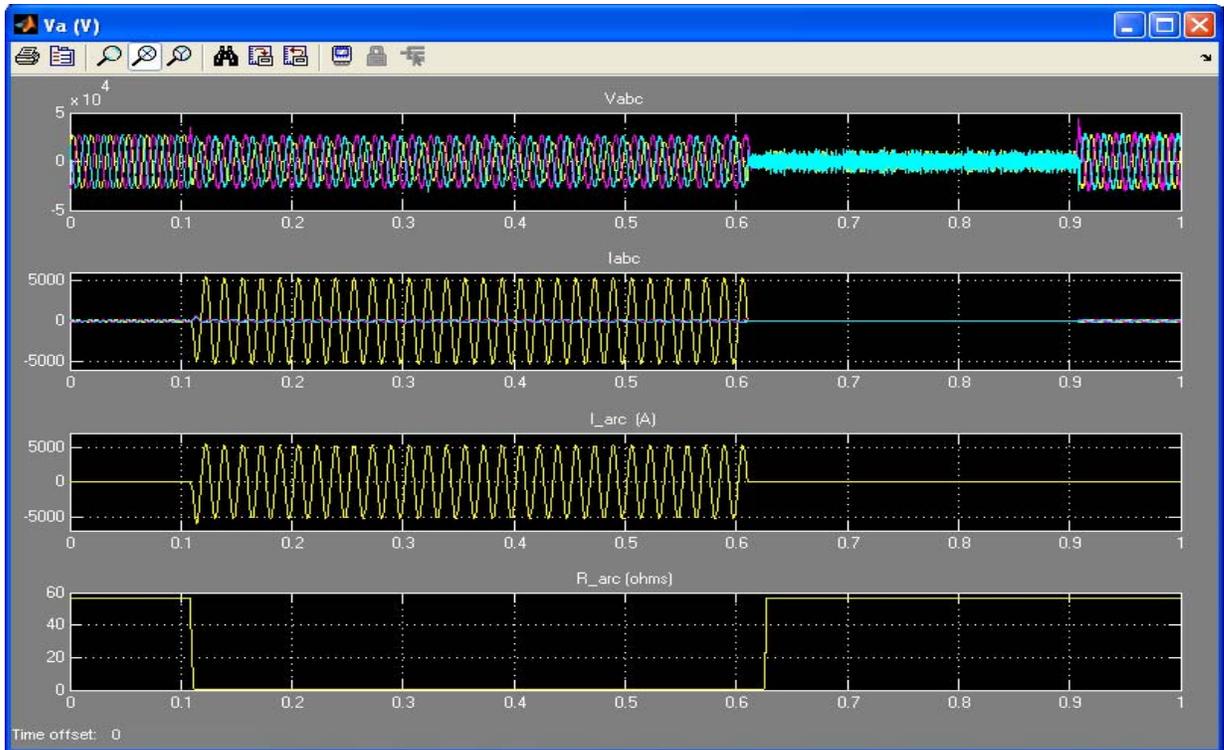


Fig. 3.8: Recierre exitoso a partir de la operación satisfactoria del Relé Salto Vector.

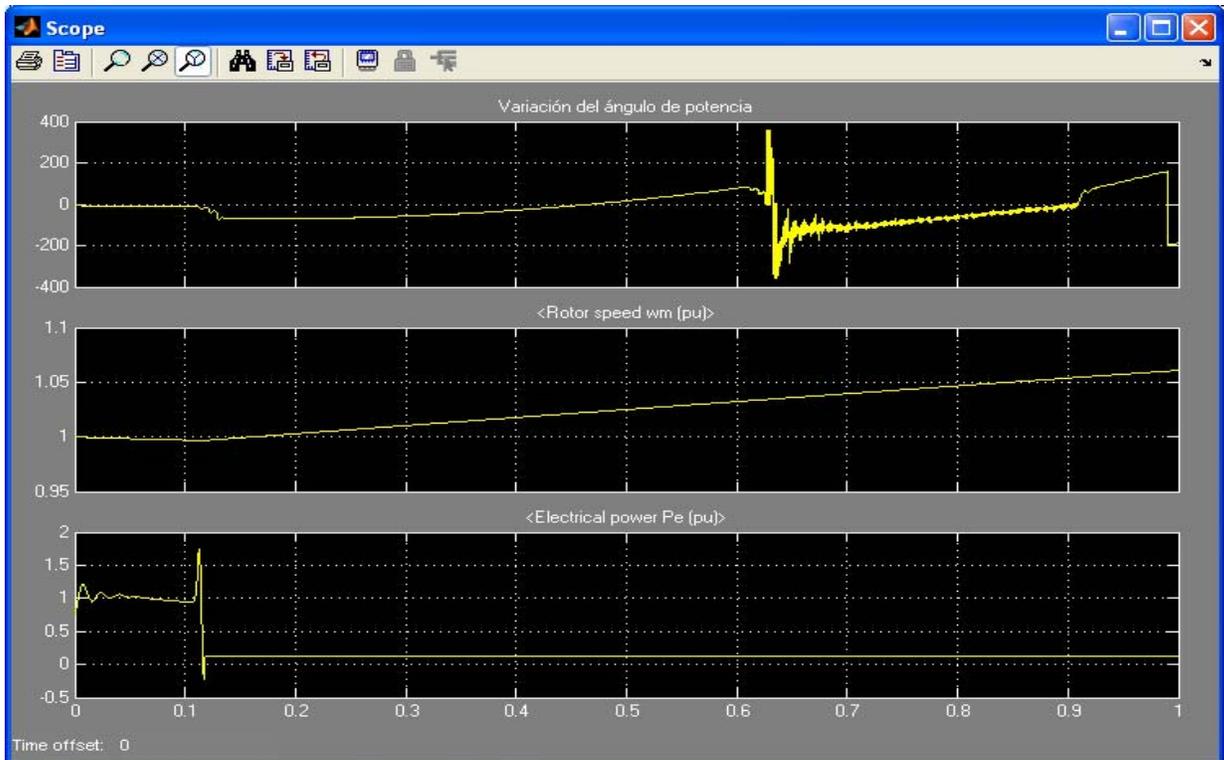


Fig. 3.9: Instante de contribución del GD a la falla.

3.3.2 Comportamiento del Relé Sub / Sobre frecuencia

Otra de las protecciones comúnmente usadas en la interconexión de generadores distribuidos con el sistema eléctrico es la Sub / Sobre frecuencia. Ésta aunque menos eficiente que el Salto Vector, es difundida en muchos sistemas por su simple aplicación. La Fig. 3.10 muestra el resultado de una simulación en la que se utilizó como protección de interconexión un relé Sub / Sobre frecuencia. En la misma el recierre resultó exitoso a pesar de apreciarse una mayor demora en la respuesta de la protección que en el caso del Salto Vector. Esta demora depende de los ajustes de la protección traduciéndose en una prolongación del tiempo que se hace presente la contribución del GD a la falla (Fig. 3.11) y por tanto, del arco secundario (Fig. 3.10). Esta situación puede llegar a convertirse en una zona de no detección de condiciones de aislamiento (Z.N.D.A) para la protección Sub / Sobre frecuencia como se mencionó en el Capítulo 1. Si los parámetros del arco, o los ajustes de la protección, o el tiempo de recierre variaran esta condición puede convertirse en una realidad.

La Tabla 3.2 muestra los resultados de cinco simulaciones en las que se varió el ajuste de la protección manteniendo constante los restantes parámetros.

Tabla 3.2: Variación de los ajustes de la protección U/O f para comprobar Z.N.D.A.

Simulación	Ajuste Sub Frecuencia	Ajuste Sobre Frecuencia	Tipo de Recierre
1	59.5	60.5	EXITOSO
2	59	61	EXITOSO
3	58.5	61.5	EXITOSO
4	58	62	EXITOSO
5	57.5	62.5	NO EXITOSO

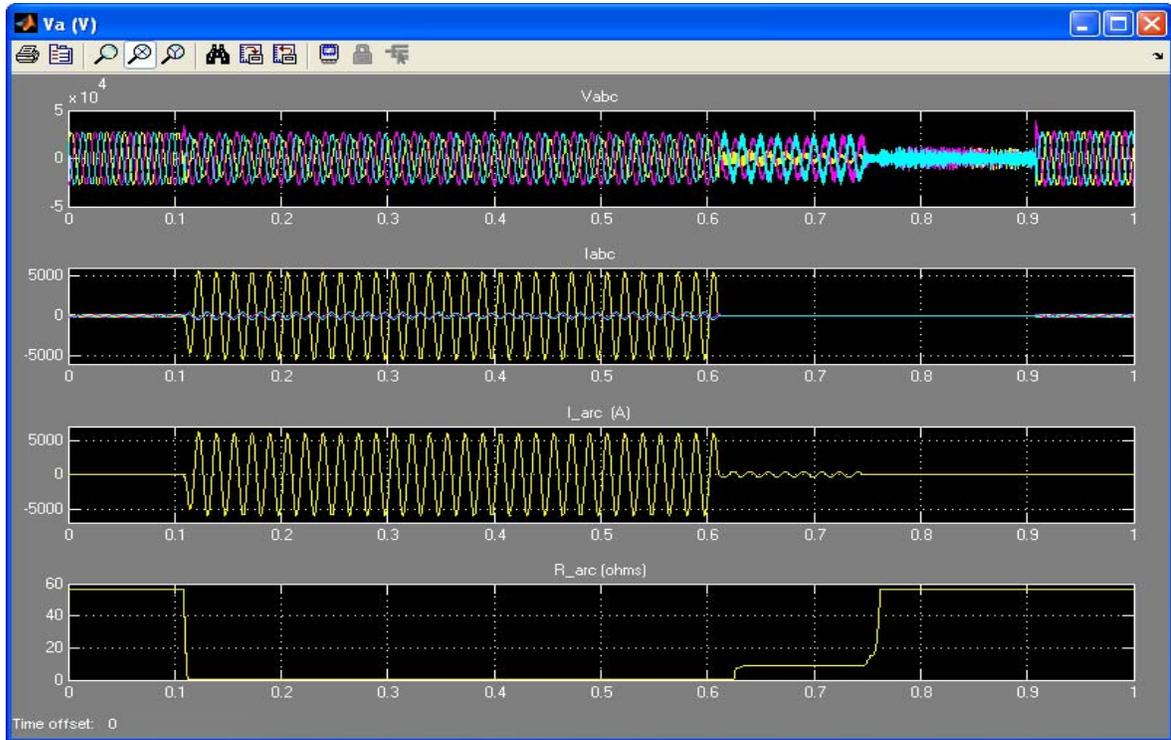


Fig. 3.10: Recierre exitoso por la acción satisfactoria del Relé Sub / Sobre Frecuencia.

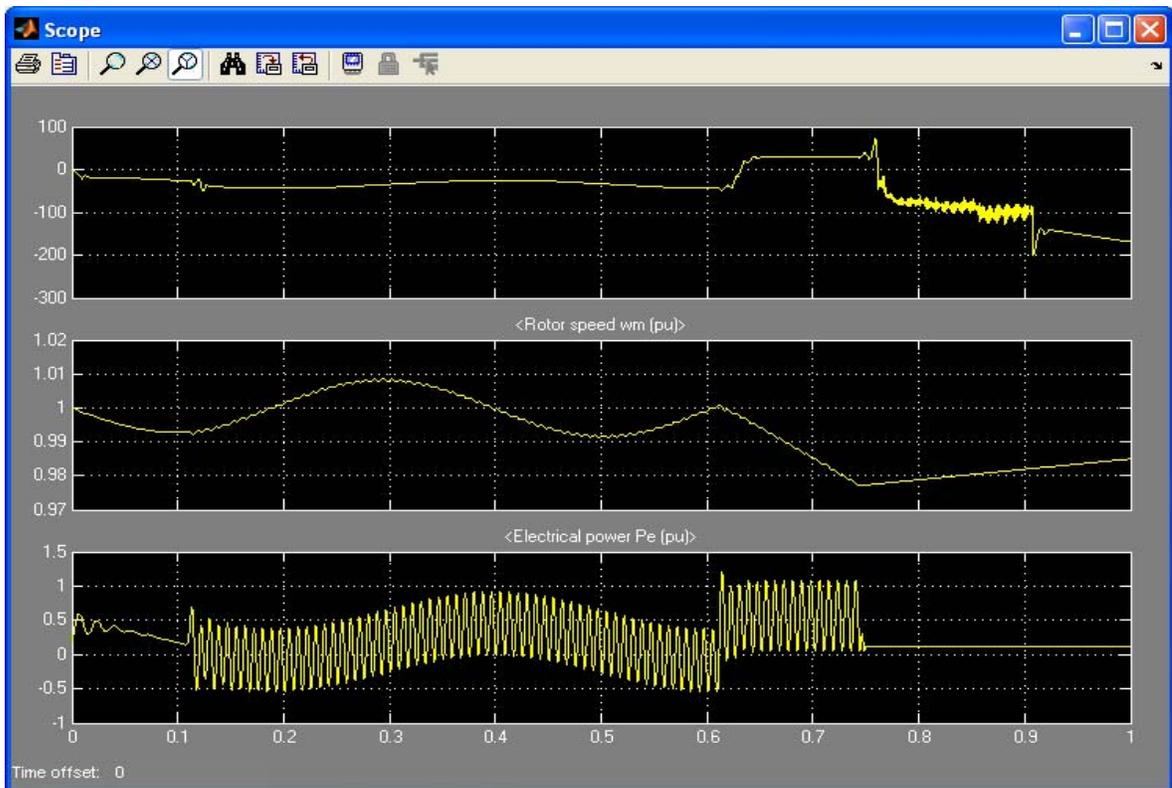


Fig. 3.11: Contribución de potencia del GD a la falla.

Como se observa, esta protección presenta Z.N.D.A para ajustes de frecuencia menores, iguales a 58 Hz y mayores, iguales a 62 Hz. Las Figuras 3.12 y 3.13 muestran respectivamente el recierre no exitoso y la contribución de potencia por la GD a la falla, manteniendo el arco secundario. El circuito simulado para este caso se encuentra expuesto en el **Anexo IX**.

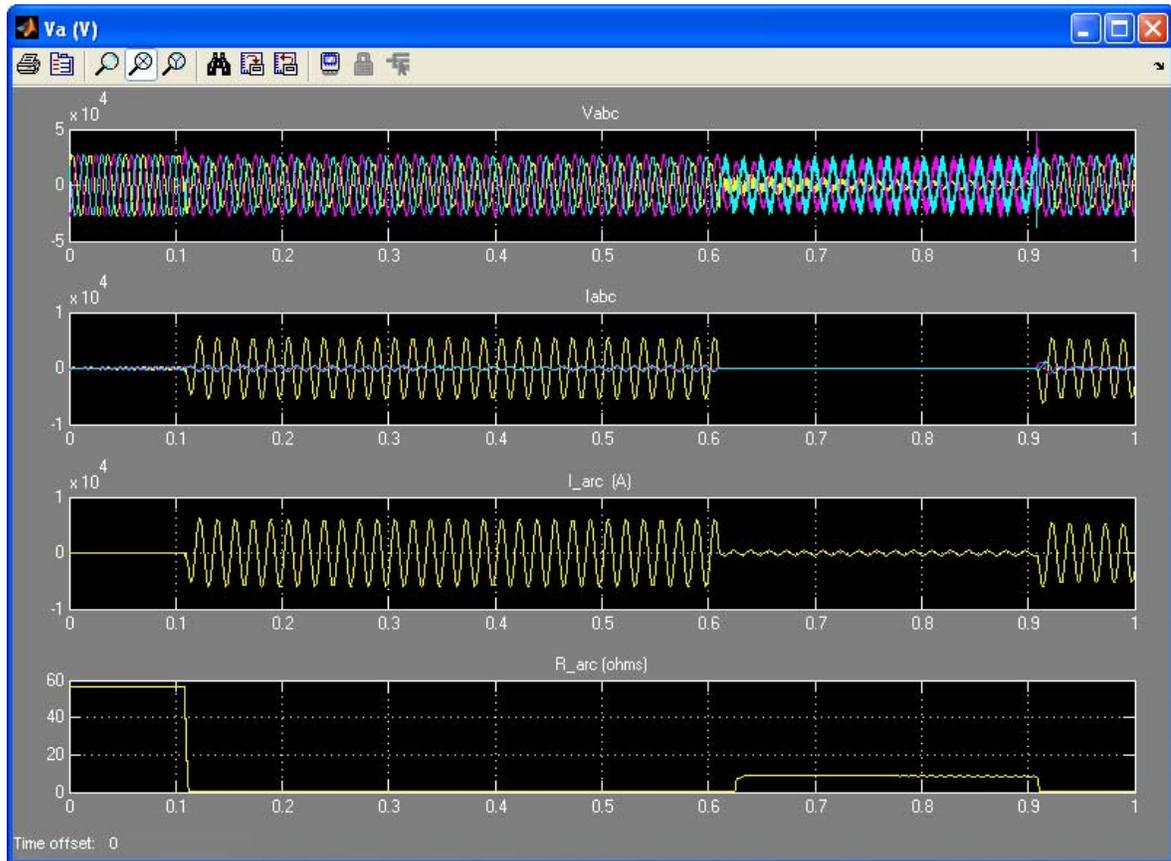


Fig. 3.12: Recierre no exitoso, presencia de Z.N.D.A del Relé Sub / Sobre Frecuencia.

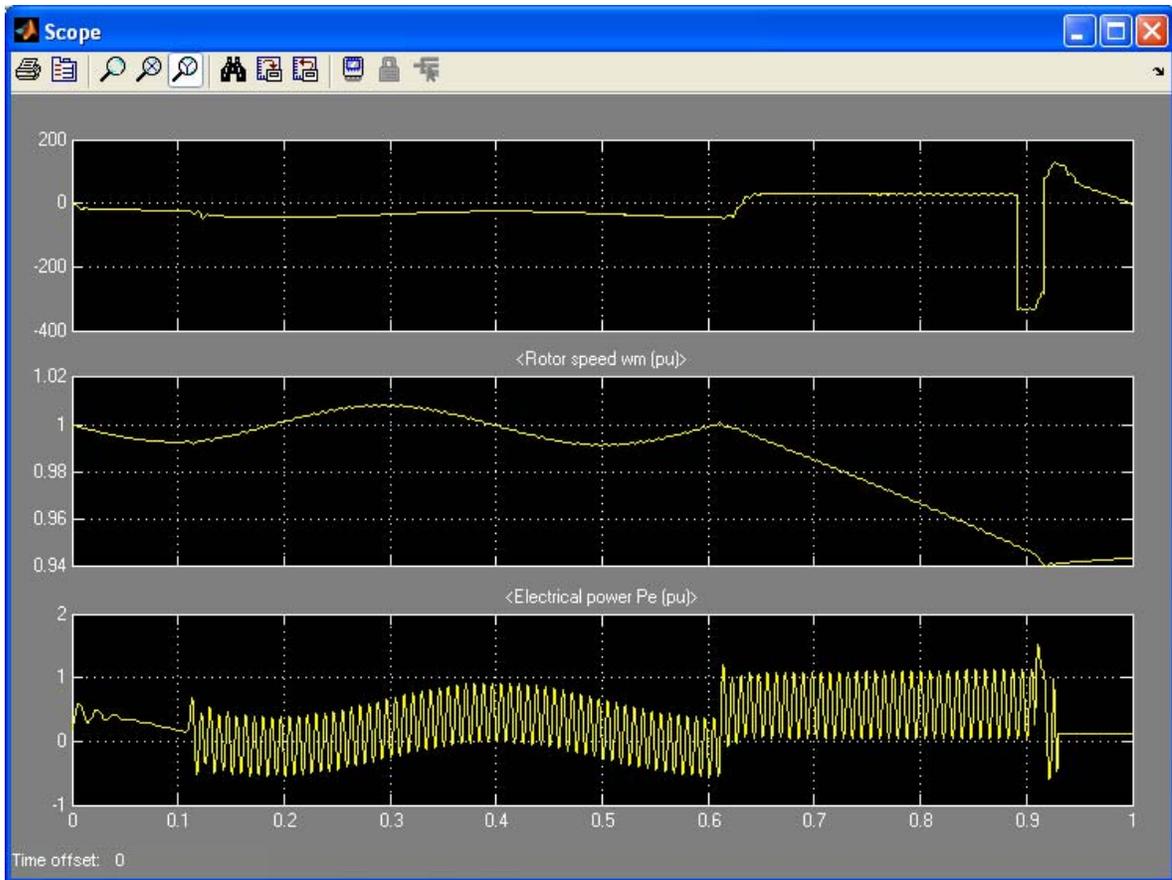


Fig. 3.13: Contribución de potencia del GD a la falla durante un recierre no exitoso.

3.3.3 Comportamiento del Relé Sub / Sobretensión

Esta protección al igual que la anterior, es muy utilizada para detectar condiciones de aislamiento, a pesar de presentar también, zonas de no detección de aislamientos instantáneos, dados por las condiciones de operación de la isla y los ajustes de la protección.

La Fig. 3.14 presenta los resultados de un recierre exitoso para las condiciones ante mencionadas, utilizando esta vez como protección de interconexión, un relé de Sub / Sobre tensión.

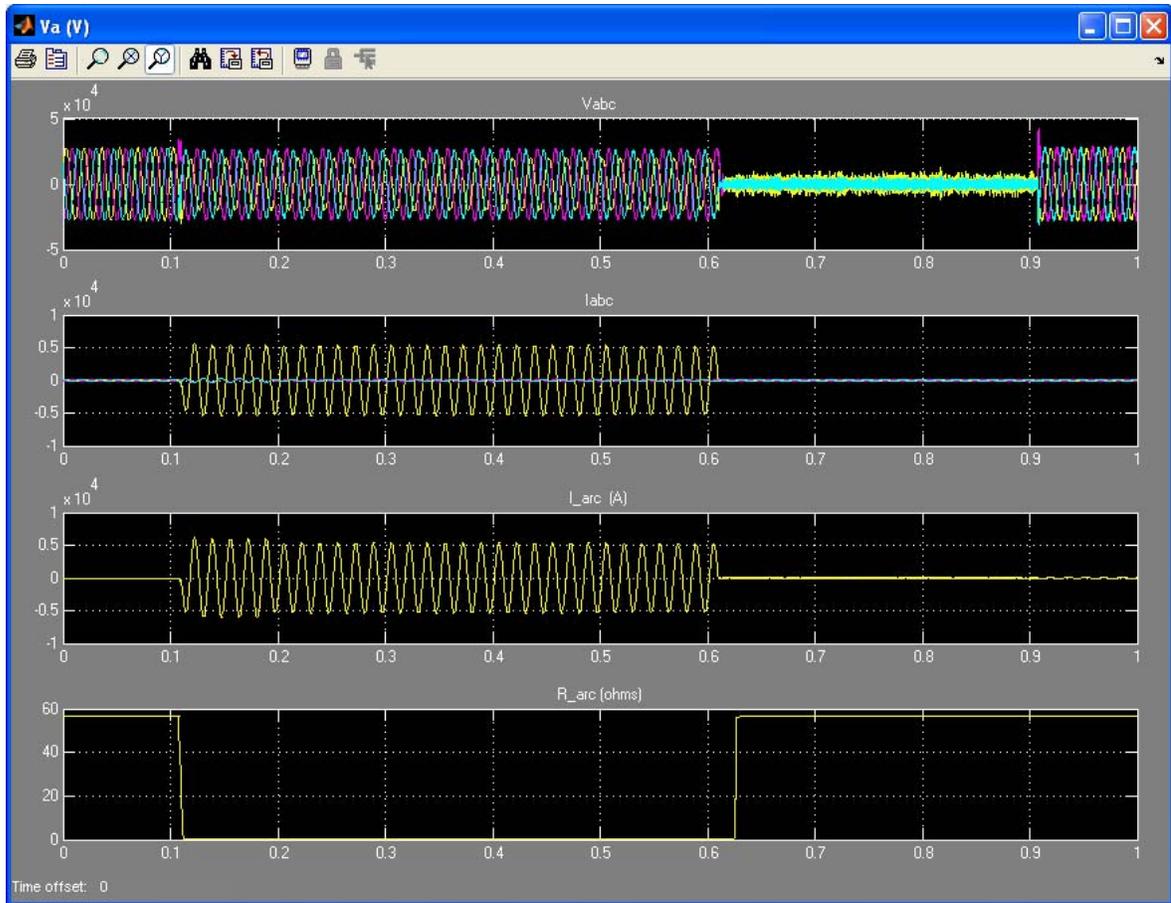


Fig. 3.14: Recierre exitoso por la acción satisfactoria del Relé Sub / Sobre Tensión.

El tiempo que demora esta protección en responder a las condiciones de falla es mayor que el del relé Salto Vector pero menor que el del relé Sub / Sobre Frecuencia. La GD se mantiene entregando potencia a la red 91 ms después de producirse el fallo, es decir, responde aproximadamente 76 ms más tarde que el Salto Vector y 51 ms más rápido que el relé Sub / Sobre Frecuencia.

Finalmente, la Fig. 3.15 muestra el intervalo de tiempo que se mantiene entregando potencia en condiciones de falla la GD.

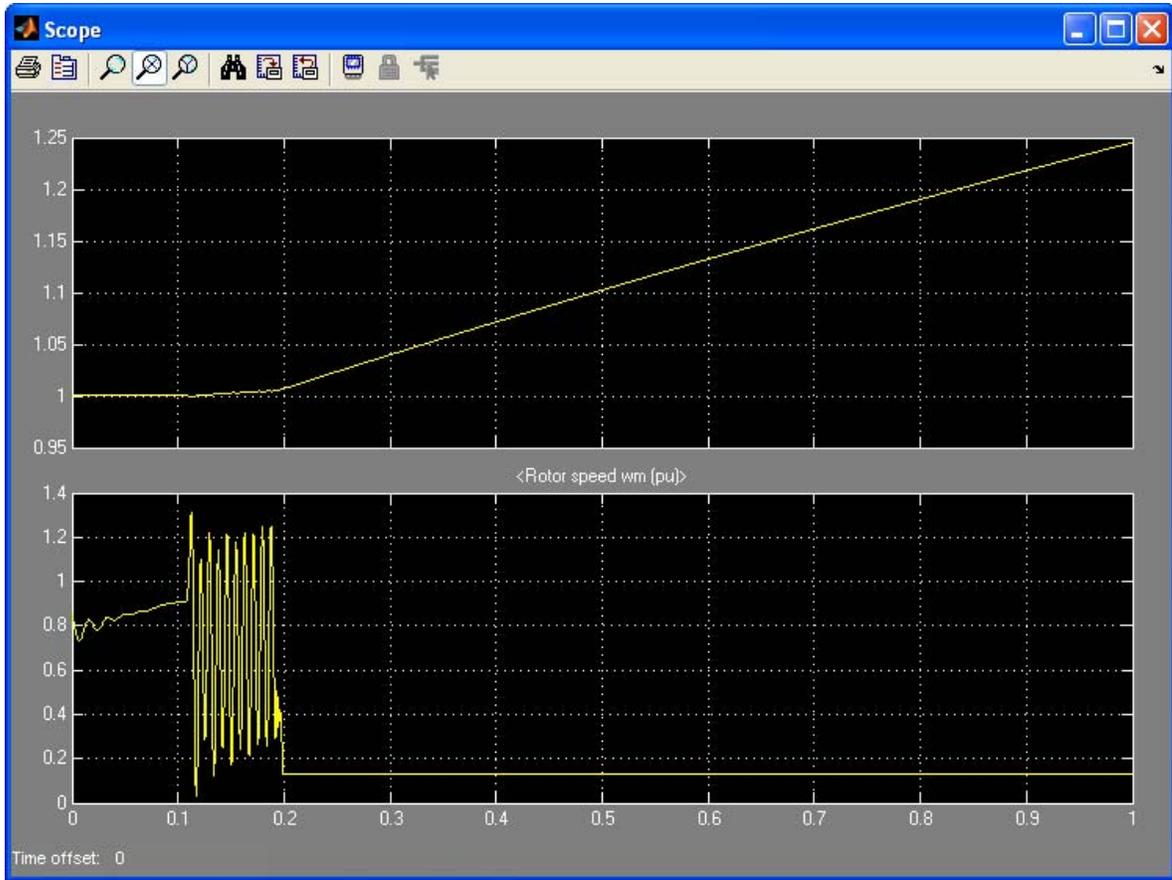


Fig. 3.15: Tiempo que permanece conectado el GD después de producirse la falla.

A modo de conclusión, a partir de los resultados de las simulaciones se ha demostrado que la incorporación de unidades de GD trae consigo un cambio en lo que respecta la coordinación de las protecciones. Uno de los principales problemas a tener en cuenta es la presencia de recierres no exitosos, que pueden desencadenar graves consecuencias en las máquinas y los restantes elementos del sistema. La correcta implementación y ajuste de las protecciones de aislamiento desempeñan un papel fundamental en la operación exitosa de los interruptores con recierre automático.

El Salto Vector muestra mejores resultados que las técnicas de protección de voltaje y frecuencia en el funcionamiento de la red con GD para el caso de máquinas Fuel HYUNDAI de 2.127MVA, incorporadas en múltiples circuitos del SEN cubano.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Luego de haber finalizado el desarrollo de este Trabajo Diploma, se pudo arribar a las siguientes conclusiones:

- La Generación Distribuida es un presente y novedoso método encaminado a revolucionar la filosofía de operación hasta ahora presente en los sistemas radiales de distribución.
- La actualidad y vigencia del tema queda evidenciada con la abundante y diversa bibliografía existente sobre el mismo.
- La introducción de un generador en cualquier punto de la red trae consigo algunas complicaciones en la coordinación de las protecciones, de aquí que una de las áreas más afectadas sea la de las protecciones eléctricas, en particular la protección de aislamiento o separadora y en especial cuando se utiliza recierre automático.
- La Generación Distribuida es causa de numerosos problemas en los recierres automáticos, como la insensibilidad de protecciones, falsos disparos, no operación de las protecciones, desencadenando en la mayoría de los casos recierres no exitosos .
- Se han diseñado a partir de la introducción de las unidades de GD, nuevas técnicas de protección de aislamiento, las cuales muestran mejores resultados que las anteriormente implementadas en redes típicas de medio voltaje.

- Dentro de los métodos modernos de detección de aislamiento, muchos autores señalan al ROCOF y el Salto Vector como los más utilizados.
- El software Matlab en su versión 7.4 conjuntamente con el SimPowerSystems y el Simulink resultaron ser poderosas herramientas empleadas para el desarrollo exitoso de las simulaciones.
- Se pudo verificar mediante el estudio de las simulaciones el comportamiento exitoso de los recierres automáticos sin presencia de GD conectada a la red, así como el resultado no exitoso del mismo cuando se incorpora la GD y no operan correctamente las protecciones de aislamiento.
- La implementación del relé Salto Vector en unidades de generación Fuel a través de la simulación en Matlab resultó exitosa y brindó mejores resultados que los relés de Sub. / Sobre Frecuencia y Sub. / Sobre Tensión.
- El corto tiempo de operación del Salto Vector puede representar un problema para la coordinación de este con el resto de las protecciones del sistema.
- El éxito de las operaciones de recierre dependen en gran medida de parámetros como la impedancia del arco, los ajustes de la protección de aislamiento y el estado de equilibrio carga – generación que pueda tener la isla durante el tiempo de recierre

Recomendaciones

Se recomienda para continuar el estudio en cuanto a Aislamiento y Recierre Automático en redes eléctricas con presencia de GD:

- Obtener información detallada de los fabricantes de grupos electrógenos y sus componentes de protección.
- Montar en el software Matlab 7.4 y simular el Salto Vector en redes con GD Diesel.

-
- Incorporar al estudio por medio de las simulaciones otras técnicas de aislamiento como el ROCOF y métodos basados en Telecomunicaciones.
 - Profundizar en próximos trabajos el estudio de las condiciones de operación de los recierres automáticos y las protecciones de aislamiento en diferentes escenarios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. C. Dugan and T. E. McDermott. (2001). “*Operating conflicts for distributed generation on distribution systems*”, in Rural Electric Power Conference, pp. A3/1-A3/6.
- [2] SEG. Schaltanlagen-Elektronik-Geräte GmbH & Co. KG
Disponibile en: <http://www.newage.ackseg.com>
- [3] J. Mozina, Charles (1999). Protección de Interconexiones de Generadores de IPP Usando Tecnología Digital.
- [4] X.Ding, P.A.Crossley, D.J.Morrow, (2007) “*Islanding Detection for Distributed Generation*”, Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol.2, No.1, pp. 19-28
- [5] Usta Ö, Redfern, M.A., Tarkan, N., Erdogan, Z. (13-16 May 1996). *Analysis of out of phase reclosing required for the protection of dispersed storage and generation units*. Electrotechnical Conference, MELECON '96. 8th Mediterranean, Page(s): 742 -745. Vol.2.
- [6] EnergieNed. (1997). *Supplementary Conditions for Decentralized Generators Low-Voltage Level*. 31 s.
- [7] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., Strbac, G. (2000). *Embedded generation*. IEE Power and Energy Series 31, IEE, 245 pages.
- [8] Ye, Z., et. al; “Evaluation of anti-islanding schemes based on no detection zone concept” IEEE Transactions on Power Electronics, vol.19, Issue 5, pp 1171-1176.

- [9] Walling, R.A.; Miller, N.W. (Sept. 2004). *Distributed generation islanding - implications on power system dynamic performance*.
- [10] Xu, W., Mauch, K. (July 2004). "An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada", CETC-Varenes 2004-074 (TR) 411-INVERT.
- [11] Kim, J.E., Hwang, J.S., "Islanding detection method of distributed generation units connected to power distribution system" International Conference on Power System Technology, 2000. Vol.2.
- [12] Resource Dynamics Corporation. (April 2003). *Application Guide for Distributed Generation Interconnection. The NRECA Guide to IEEE 1547*.
- [13] Kauhaniemi, K., Kumpulainen, L. (5-8 April 2004). "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks". Developments in Power System Protection, IEE International Conference, Amsterdam. pp. 315-318.
- [14] Jarrett, K., Hedgecock, J., Gregory, R., Warham, T. (2004). *Technical guide to the connection of generation to the distribution network*. K/EL/00318/REP, DTI/UK.
- [15] Horgan, S., Iannucci, J., Whitaker, C., Cibulka, L., Erdman, W. (2002). *Assessment of the Nevada Test Site as a Site for Distributed Resource Testing and Project Plan*. NREL/SR-560- 31931.
- [16] Resource Dynamics Corporation: *Application Guide for Distributed Generation Interconnection: 2003 Update. The NRECA Guide to IEEE 1547*. Resource Dynamics Corporation, April 2003.
- [17] Econnect. (2001). *Assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection*. DTI/Pub URN 01/1119. DTI.
- [18] Ye, Z., Finney, D., Zhou, R., Dame, M., Premerlani, B, Kroposki, B., Engleretson, S. (August 2003). "Testing of GE Universal Interconnection Device", NREL/TP-560-34676.

- [19] *IEEE Std C37.104-2002: IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines*. IEEE, Approved 21 January 2003.
- [20] Benato, R., Caldon, R., Cesena, F.: *Carrier signal-based protection to prevent dispersed generation islanding on MV systems*. CIRED 2003, Barcelona 12-15 May, 2003.
- [21] Ropp, M.E.; Aaker, K.; Haigh, J.; SaSabbah, N. (Sept. 2000). *Using power line carrier communications to prevent islanding [of PV power systems]*. Photovoltaic Specialists Conference. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 15-22.
- [22] J.C.Gomez, J.C.Amatti. "Interacción Generación Distribuida – Calidad de Potencia, específicamente referida a Huecos de Tensión"
- [23] N. Jenkins et al. *Embedded generation*. IEE, 2000. ISBN 0-85296-774-8.
- [24] Geidl, M. (2005). "Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art". Power Systems Laboratory Swiss
- [25] Pepe. Rasgado. J (2004). "Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de Generación Distribuida".
- [26] Pacific Gas and Electric Company (2004). *Protection and Control Requirements for Generation Entities*.
- [27] ANSI/IEEE Std.242-2001, *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*.
- [28] ANSI/IEEE Std. C37.102-1987, *IEEE Guide for AC Generator Protection*.

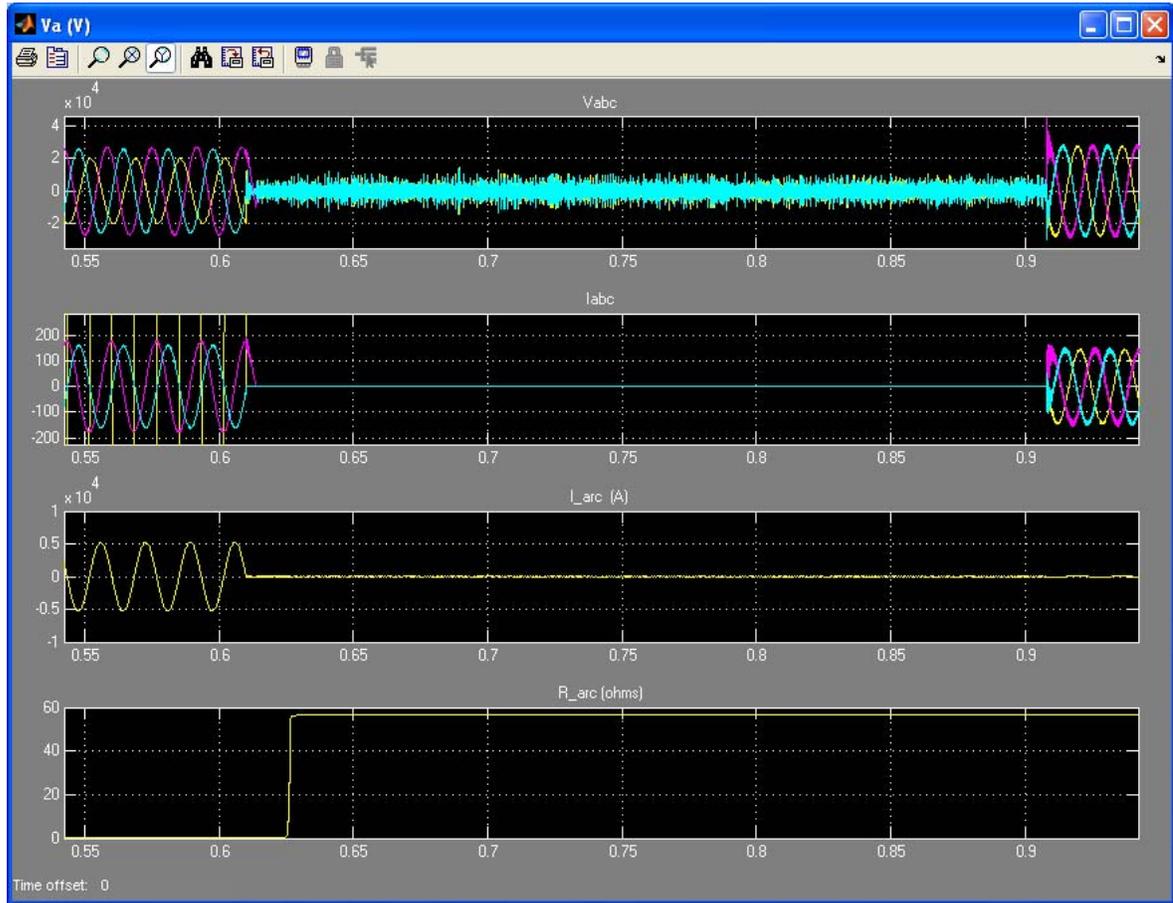
ANEXOS

Anexo I Datos Nominales del Generador Síncrono

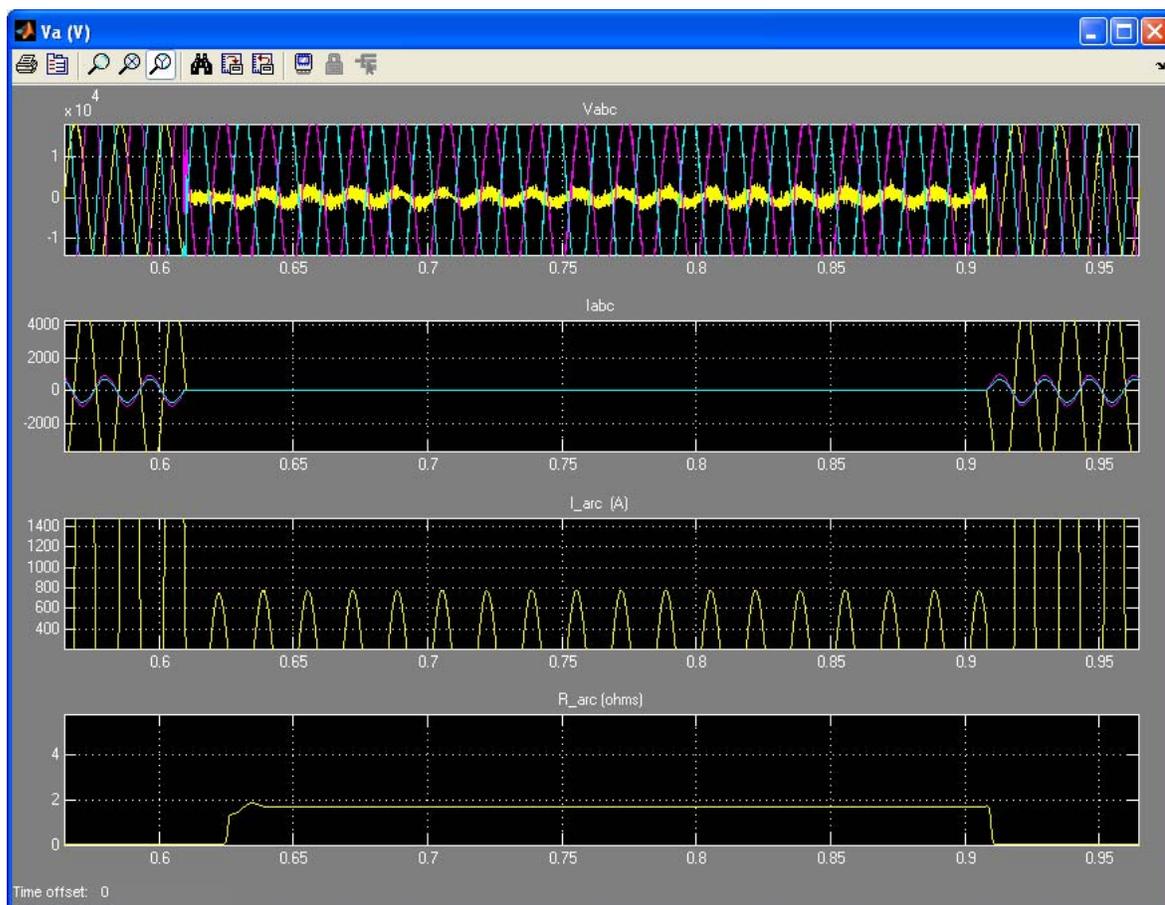
6. DATOS TÉCNICO CALCULADO

No. de Artículo	Descripción	Unidad	Datos
GENERADOR			
1	Fabricante		HYUNDAI
2	Tipo		Sin escobillas y rotando con el embobinado de campo
3	Salida Nominal	KVA	2127KVA (1701KW)
4	Voltage Nominal	V	4160
5	Corriente Nominal	A	295.1
6	Frecuencia Nominal	Hz	60
7	Factor de Potencia Nominal	Cos ϕ	0.8
8	Clase de Insulación		
	(a) Estator		F
	(b) Rotor		F
	(c) Excitador		F
9	Subida de Temperatura		F
10	Cajuela		IP23
11	Velocidad Nominal	Rpm	900
12	Sobrevelocidad Nominal	Rpm	1080
13	No. de Polo		8
14	Tipo de Excitación		Sin escobillas y auto excitador
15	Voltaje de Excitación	V	95
16	Corriente de Excitación	A	6.5
17	Tipo de Cojinete		Manga
18	No. de Cojinete		Uno
19	Tipo de Enfriamiento		Aire

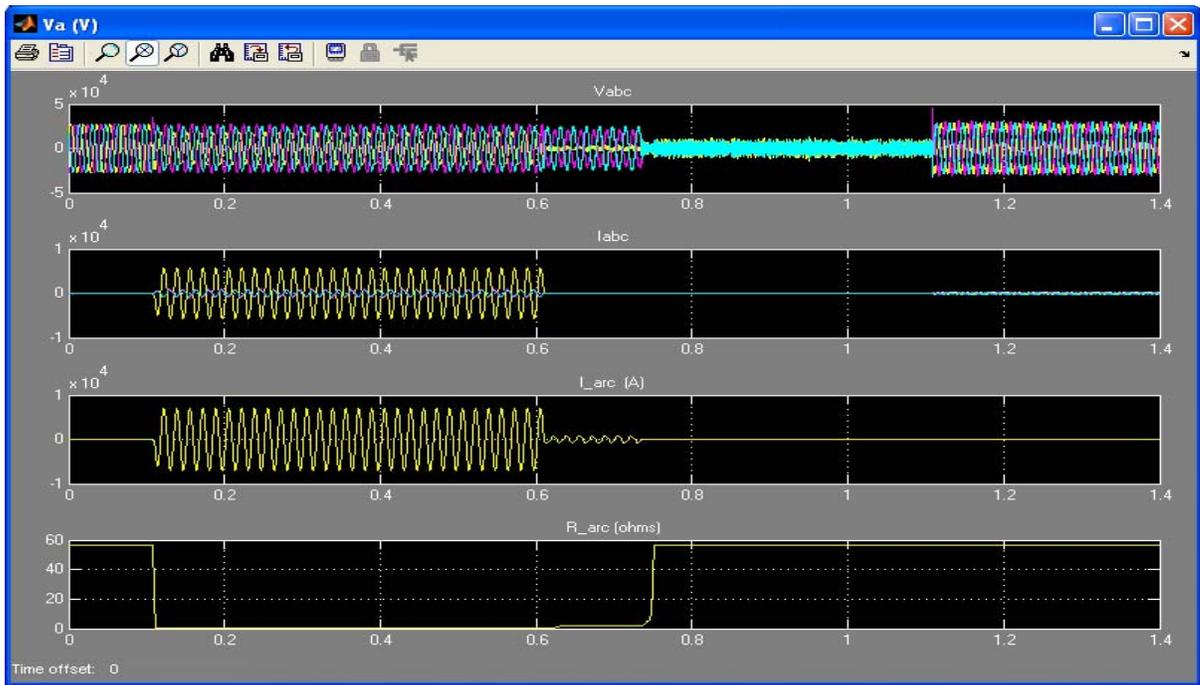
20	Regulador Automatico		ABB
	(a) Fabricaante		UNITROL 1000-7
	(b) Tipo		± 10%
	(c) Regulador de Voltaje Nominal		± 0.5%
	(d) Exactitud del Control		
21	Eficiencia (sin tolerancia)		95.8
		110%	96.0
		100%	96.2
	En Carga de 1.0 PF	75% %	96.0
		50%	94.1
		25%	
		110%	94.1
		100%	94.5
	En carga de 0.8 PF	75% %	94.9
		50%	94.6
		25%	92.5
22	Conexion de Embobinado		Estrella
23	Direccion de Rotacion		C.W (Vista del lado del Gener.)
24	Embobinado de Campo		Proveido
25	Reactancia Sincronica	X _d	400 % (Sin Saturar) 315 % (Saturado)
26	Reactancia Transluciente	X' _d	26.6 % (Saturado)
27	Reactancia Subtransluciente	X'' _d	15.6 % (Saturado)
28	Eje de cuadratura de Reactancia sincronica.	X _q	305 % (Sin Saturar)
29	Eje de cuadratura de reactancia subtransluciente	X'' _q	18.5 % (Saturado)
30	Tiempo Constante Transluciente (Corto)	T' _d	0.0988 segundos
31	Tiempo Constante Transluciente (Abierto)	T'' _{do}	0.7675 segundos
32	Radio de Corto Circuito		No menos que 0.3
33	Momento de Inercia (GD ²)		648 Kg-m ²
34	Dimension (W x L x H)	mm	W1740 x L2364 x H1923
35	Peso		
	(a) Estator	Kg	5145
	(b) Rotor	Kg	2655
	(c) Total	Kg	7800
36	Parte mas pesada & transportacion del peso	Ton	7.8
37	Parte mas pesada & peso para colocación	Ton	7.8
38	Parte mas pesada & peso para el mantenimiento	Ton	7.8
39	Temperatura de entrada de aire	°C	Max. 45
40	Temperatura de aire de salida	°C	Bajo 100
41	Cantidad de aire de enfriamiento	m ³ /s	Approx. 3.0
42	Disipación de Calor	KW	-

Anexo II Recierre exitoso sin GD para una falla monofásica.

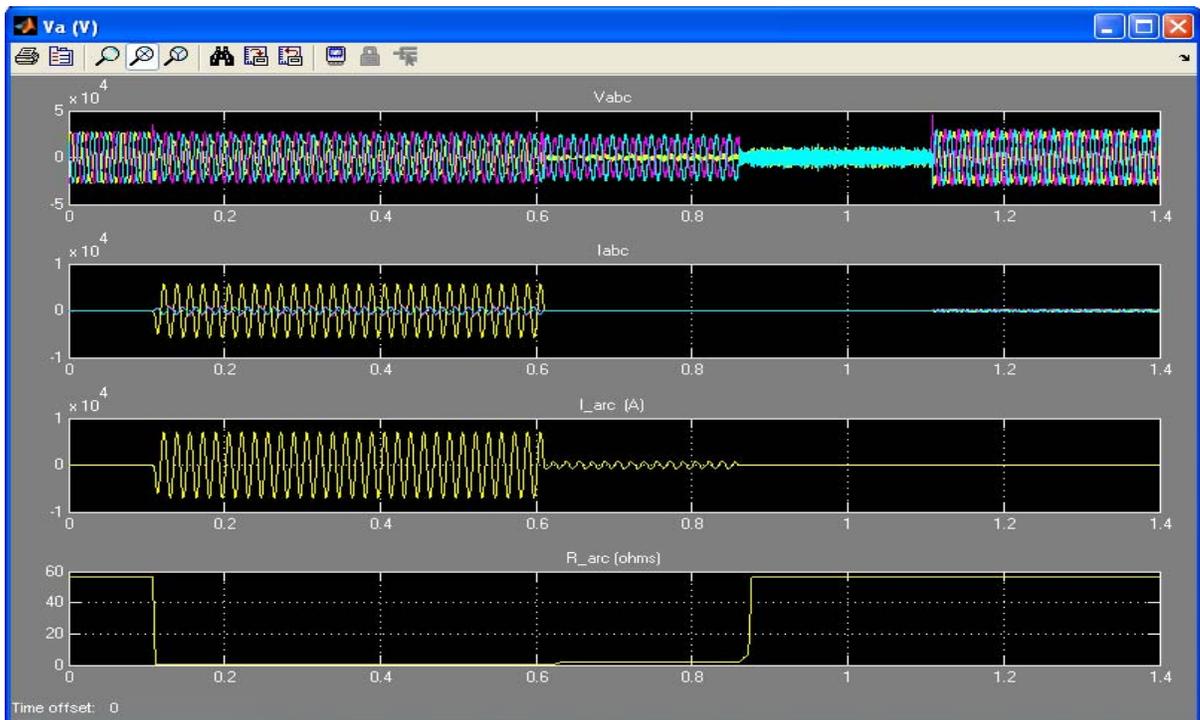
Anexo III Voltaje y Corriente de falla mantenida por la GD durante el tiempo de recierre, presencia de la resistencia de arco durante este intervalo de tiempo.



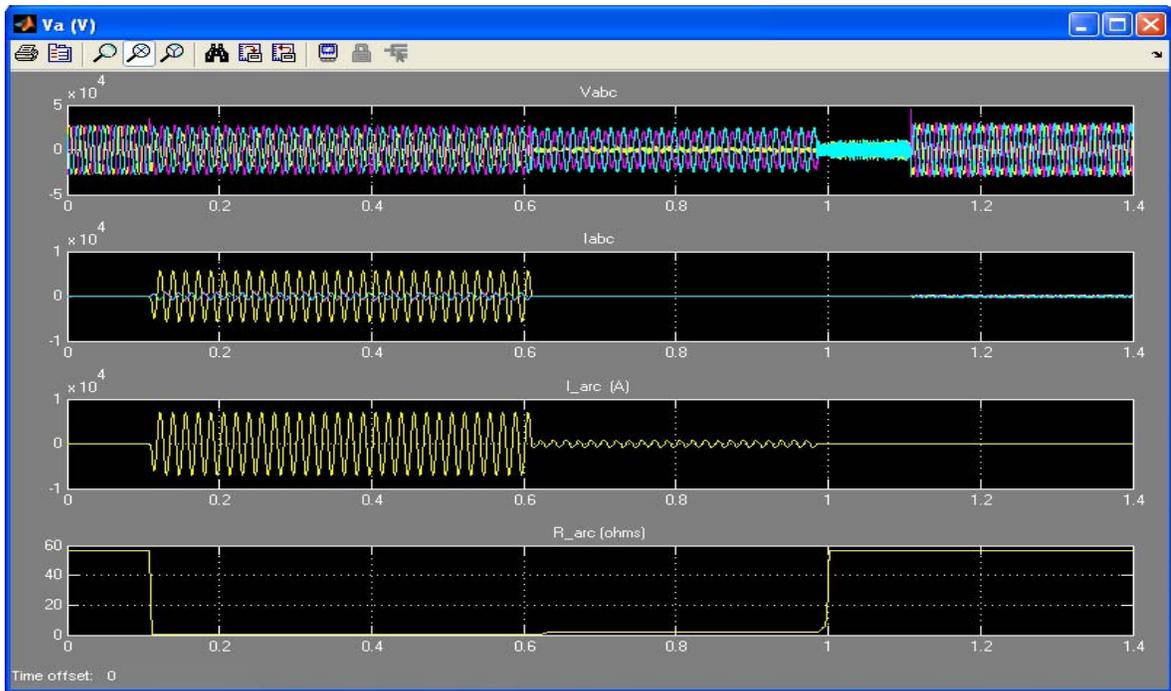
Anexo IV Recierre exitoso con GD conectada 0.125s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.



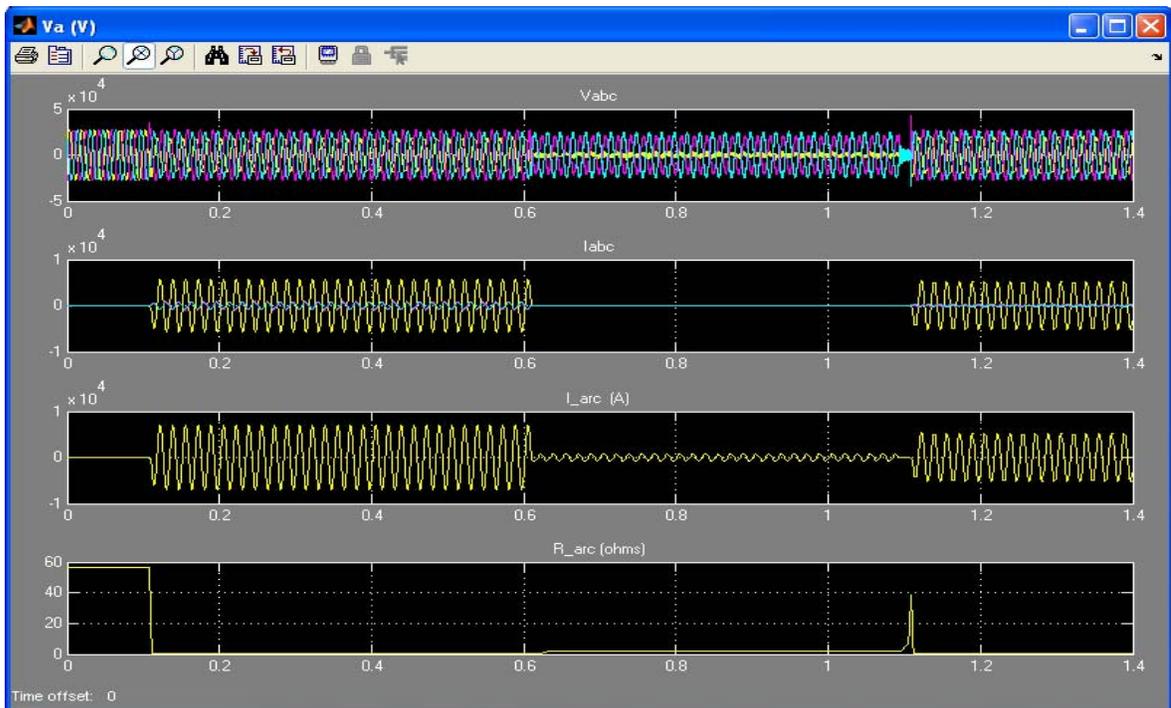
Anexo V Recierre exitoso con GD conectada 0.250s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.



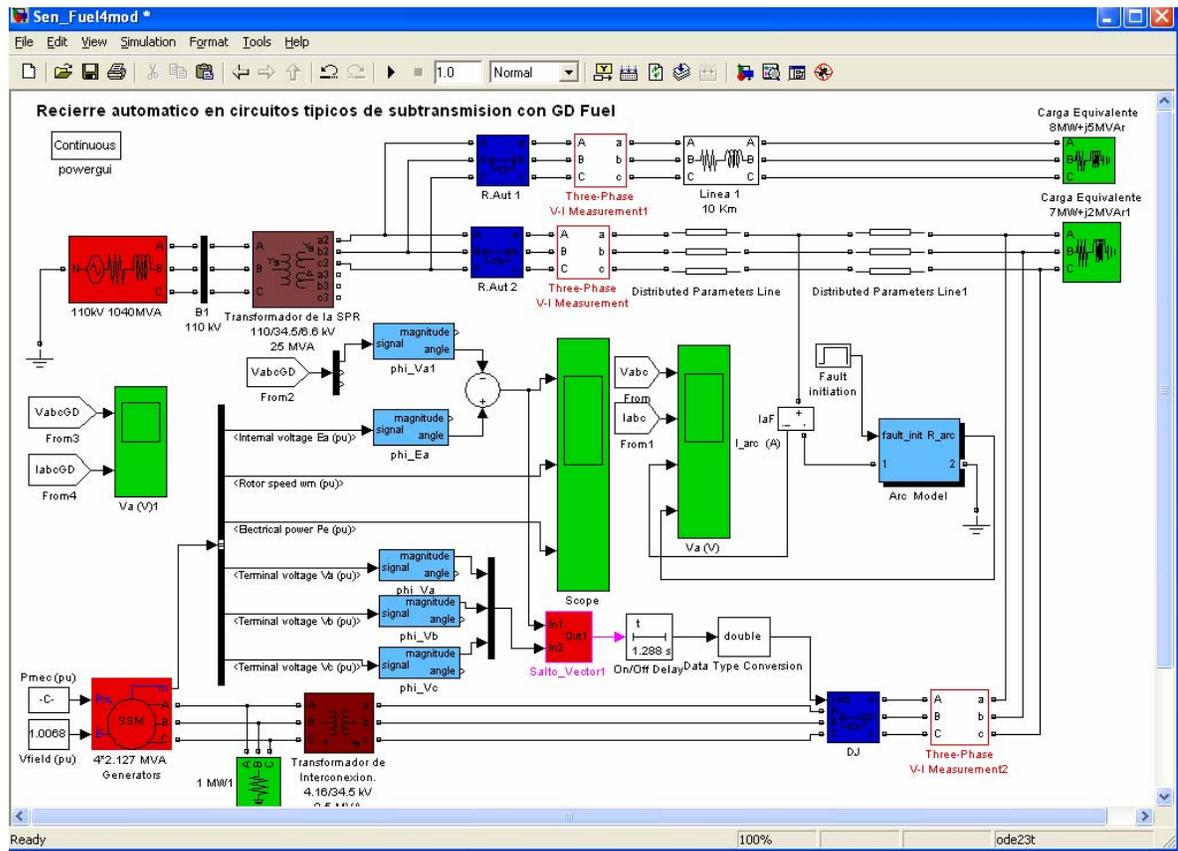
Anexo VI Recierre exitoso con GD conectada 0.375s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.



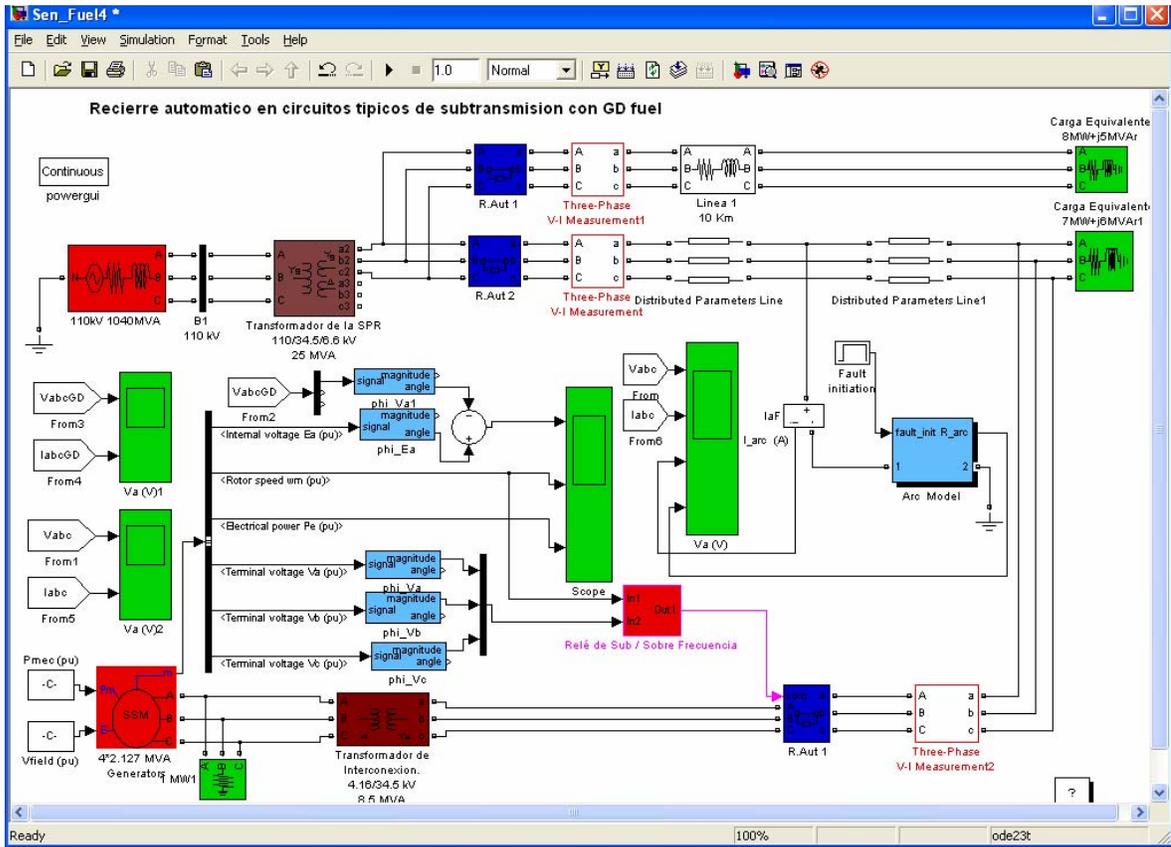
Anexo VII Recierre no exitoso con GD conectada 0.485s después de abrir el interruptor de R.A y 0.5s de tiempo de recierre.



Anexo VIII Implementación del Salto Vector en una planta Fuel de cuatro generadores interconectados al SEN.



Anexo IX Comportamiento de un relé de Sub. / Sobre Frecuencia en una planta Fuel de cuatro generadores interconectados al SEN.



Anexo X Comportamiento de un relé de Sub. / Sobre Tensión en una planta Fuel de cuatro generadores interconectados al SEN.

