

Calidad de la energía y generación distribuida en Cuba

Marielys Francisco Fernández

Dirección de Parques de Diversiones, Ciudad de La Habana, Cuba

Raúl Díaz Fuentes

Miguel Castro Fernández

Correo electrónico: mcastro@electrica.cujae.edu.cu

Ángel Costa Montiel

Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, Ciudad de La Habana, Cuba

Resumen

Entre las tecnologías de mayor difusión que en la actualidad se utilizan dentro de la generación distribuida (GD) están los grupos electrógenos (GE). Los GE en cualquiera de sus formas de explotación, exigen un análisis de los problemas que puedan manifestarse por su presencia; uno de estos problemas está relacionado con la calidad de la energía eléctrica (CEL). El presente trabajo expone los primeros resultados de un estudio que va dirigido a buscar respuestas sobre este tema ante diferentes tipos de perturbaciones que pueden presentarse en la red: Cortocircuito y variación de la tensión en los terminales del GE y la desconexión súbita de la carga (rechazo de carga).

Palabras clave: grupos electrógenos, generación distribuida, calidad de la energía

Recibido: enero 2010

Aprobado: marzo 2010

INTRODUCCIÓN

Puede plantearse que en la actualidad aún no existe una definición rigurosa del concepto de generación distribuida (GD), el cual, de manera general, se refiere a la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las grandes centrales convencionales, y situadas cerca de las instalaciones que consumen esta energía eléctrica.

Según la definición del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE), la cual es una de las más conocidas, la generación distribuida "...es la generación de electricidad mediante instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico".[1]

Teniendo en cuenta el concepto de algunos autores se podría traducir como:

- Generación a pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Generación conectada directamente a las redes de distribución.
- Generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, situados dentro o cerca de los centros de carga.

- Producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.

- Generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes; destacándose la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Puede expresarse entonces que la GD es un sistema que comprende la generación de energía eléctrica localizada, cercana al centro de carga con almacenamiento y administración de la misma, que puede trabajar de forma aislada o integrada a la red eléctrica, para proporcionar múltiples beneficios en ambos lados del medidor.

El auge de los sistemas de GD se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica. A continuación se mencionan algunos de los beneficios.

Beneficios para el usuario

- Incremento de la confiabilidad.
- Aumento de la calidad de la energía.
- Reducción del número de interrupciones.
- Uso eficiente de la energía.
- Menor costo de la energía.
- Uso de energías renovables.
- Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio.
- Disminución de emisiones contaminantes.

Beneficios para el suministrador

- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución.
- Abasto en zonas remotas.
- Libera capacidad del sistema.
- Proporciona mayor control de energía reactiva.
- Mayor regulación de tensión.
- Disminución de inversión.
- Menor saturación.
- Reducción del índice de fallas.

Entre las tecnologías que se han ido introduciendo en los sistemas eléctricos con la concepción de la generación distribuida, están los grupos electrógenos (GE) que han mostrado una mayor posibilidad de uso por su facilidad de operación, simpleza y seguridad (figura1).



Fig. 1. Grupos electrógenos.

GRUPOS ELECTRÓGENOS Y CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En la red eléctrica, los GE han sido utilizados, por lo general, para compensar las interrupciones de energía de las redes de distribución, donde la falta de esta puede causar daños importantes o donde la red eléctrica no está disponible, es insuficiente o no es rentable (lugares muy apartados o de difícil acceso donde llevar la electricidad de forma tradicional no es económico por las grandes distancias; por ejemplo: islas o pequeños asentamientos en parajes intrincados).

De igual manera, el grupo electrógeno se ha convertido en un elemento de extrema necesidad y seguridad en grandes tiendas, negocios y todo lugar donde exista una movilidad de personas.

Los GE pueden prestar servicios generando:

- **De forma continua** durante 24 horas e ininterrumpidamente como generación base.
- **De forma intermitente** para servicios donde es necesario equilibrar los consumos y cubrir picos de consumo.
- **Como servicio de emergencia**, en hospitales, sanatorios, etcétera).

Aún cuando la red de alimentación de energía eléctrica en un sistema cualquiera se mantenga en general sin problemas en el servicio, es recomendable la colocación de grupos electrógenos en todos los edificios donde existan posibilidades de riesgos personales (policlínicos, hospitales), así como también en edificios de más de tres pisos de altura, teatros, clubes y estadios deportivos; lugares donde por su importancia económica o social sea necesario el servicio continuo de electricidad.

Según la norma ISO 8528 [2] los GE poseen dos regímenes de funcionamiento:

- Grupos de generación o producción.
- Grupos de emergencia.

Los GE presentan los siguientes modos de operación:

- **Operación continua a carga constante:** Operación del grupo sin tiempo límite tomando en consideración los períodos de mantenimiento.

Ejemplo: Operando como carga base en ciclo combinado.

- **Operación continua a carga variable:** Operación del grupo sin tiempo límite tomando en consideración los períodos de mantenimiento.

Ejemplo: Cuando el grupo opera en una localización donde no existe otra instalación o donde la alimentación de la instalación existente no es confiable.

- **Operación limitada a carga constante:** Se define como la operación del grupo limitada en tiempo a carga constante.

Ejemplo: Cuando el grupo opera en paralelo con alguna instalación o con el sistema durante los períodos de carga pico.

- **Operación limitada en tiempo a carga variable:** Se define como la operación del grupo limitada en tiempo a carga variable.

Ejemplo: Cuando el grupo realiza función de soporte básico a una instalación dada (grupo de emergencia) ante la falta de la alimentación a la instalación.

Cuando los GE están conectados a una red eléctrica pueden caracterizarse por su conexión de forma aislada o varias unidades en paralelo (baterías); esta forma de GD trae nuevas consecuencias técnicas en la red, como son:

- Las redes dejan de ser radiales para convertirse en anillos con varias unidades generadoras, por lo que se obtienen flujos de potencia y de cortocircuito en varias direcciones.

- Se tienen más altas constantes de tiempo y se deben tener más cortos tiempos de limpieza por problemas de estabilidad.

- Se requiere un cambio en el sistema de protecciones que garantice una calidad del suministro eléctrico a los consumidores durante las condiciones de operación normal y de emergencia, lo cual constituye un reto para los ingenieros en protección.

Otra de las direcciones en la que hay que trabajar y definir los problemas es la calidad de la energía (CEL). Como se conoce, la CEL es un concepto que hoy forma parte intrínseca de la gestión de una empresa eléctrica pues no solo pasa por cuestiones relacionadas con el comportamiento de indicadores técnicos como pueden ser la duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES), la frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES) o la distorsión individual o total de armónicas (DTA), sino que tiene en cuenta también aspectos relacionados con la atención al cliente.

Por lo general se plantea que existen cuatro variables que definen la CEL:

- Amplitud de la señal.
- Frecuencia de la señal.
- Forma de la señal.
- Continuidad del servicio.

La entrega de la potencia que los GE deben hacer al sistema necesita cumplir con estos requerimientos, pero también deben tenerse en cuenta las influencias que el sistema pueda tener sobre el comportamiento de los GE. Desde este punto de vista es conveniente tener en consideración los diferentes tipos de perturbaciones que pueden afectar el funcionamiento de los GE, vistos como un todo, y agrupados en siete categorías:

- Transitorios electromagnéticos.
- Variación de tensión de corta duración.
- Variación de tensión de larga duración.
- Desbalance de tensión.
- Distorsión de la forma de la señal.
- Fluctuaciones de tensión.
- Variaciones de la frecuencia industrial.

Entre las perturbaciones más conocidas, que forman parte de estos grupos, están los armónicos, cuyos efectos nocivos provocan en generadores y motores un incremento en el

calentamiento, debido a las pérdidas de hierro y cobre a las frecuencias de las armónicas; la eficiencia de estos equipos resulta afectada al ser necesario limitar la carga para mantener dentro de límites determinados, para que no afecte sus características, el aislamiento de los enrollados. Otro aspecto es la posible presencia de oscilaciones mecánicas en grupos turbogenerador y/o carga - motor a consecuencia de pares de armónicas particulares como la 5ta. y 7ma. armónicas, lo que puede llevar al envejecimiento acelerado del eje y las partes mecánicas conectadas al mismo, y provocar fallo por fatiga.

Otra de las perturbaciones más conocidas son las fluctuaciones de tensión en la red, que muchos especialistas identifican con las titilaciones (*flicker*) que se producen en los sistemas de iluminación. Al respecto es bueno aclarar que las titilaciones son una consecuencia de las fluctuaciones de tensión, que son una sucesión de variaciones de tensión o de variaciones cíclicas o aleatorias de la envolvente de tensión, cuyas características son la frecuencia de la variación y su amplitud; este fenómeno puede producirse debido a cargas con variaciones continuas y rápidas en la magnitud de la corriente de carga que pueden causar variaciones de tensión. En resumen, puede decirse que la fluctuación de tensión es en realidad un fenómeno electromagnético, mientras que la titilación o *flicker* es un resultado indeseable de la fluctuación de tensión en algunas cargas.

En varias ocasiones, a finales de la década de 1990, especialistas cubanos realizaron mediciones de fluctuación de tensión en industrias siderúrgicas. Más recientemente, tras la realización de una medición puntual en la barra de 220 kV de una de las subestaciones fundamentales del SEN se detectaron valores muy altos para el factor de distorsión de armónicas (THD, según sus siglas en inglés), tanto para la corriente como para la tensión. Posteriormente se ejecutó un grupo de mediciones simultaneando lecturas de ambos parámetros por diferentes alimentadores de dicha subestación y de otras a niveles de 110, 34,5 y 13 kV, pertenecientes a una red regional, observándose valores de THD de tensión del orden de 1,5 % y THD de corriente del orden del 40 %, en la barras de la subestación de 220 kV, superiores a los esperados; mientras que estos valores no eran superiores a lo permisible, según las regulaciones internacionales, en el resto de los nodos donde se efectuó la medición. De aquí se extrajo la conclusión de que era muy posible que la empresa que se alimentaba de la barra monitoreada, una empresa de muy alta carga, podría estar introduciendo señales de armónicas que navegarían a través de la red de 220 kV, no siendo así en el caso de la red de 110 kV y/o distribución.

De forma resumida, la situación en Cuba con relación a la CEL, es la siguiente:

- No hay regulaciones sobre el tema ni dentro del propio sector eléctrico ni hacia productores o comercializadores

de equipos, e incluso ni hacia los clientes o usuarios de los equipos.

- Se han realizado estudios muy limitados, tanto en lo referente al alcance como a los resultados, dirigidos fundamentalmente a evaluar puntualmente el problema del *flicker* o de las variaciones de tensión y de los armónicos.

- No hay una cultura sobre el tema, ni en las propias empresas eléctricas del país ni en los usuarios.

La introducción de los GE en forma masiva en el sistema eléctrico cubano impone la necesidad de analizar este tema con más profundidad, si se considera la función que desempeñan en dicho sistema estos GE.

GRUPOS ELECTRÓGENOS EN CUBA

La máxima dirección del Gobierno cubano ha decidido para los próximos años utilizar de forma intensiva los GE considerando las ventajas que hoy plantea este tipo de generación distribuida.

Los GE diésel que se han instalado en el país trabajan en régimen de emergencia, sin sincronización a la red, y en régimen de producción, aislado o en baterías.

En régimen de emergencia los GE, con capacidades que van desde 7 kVA hasta de 500 kVA en su mayoría, alimentan pequeñas cargas de importancia social o económica como panaderías, policlínicos y empresas, y la idea es que sean utilizados para aliviar al sistema en horarios picos al asumir su carga cuando esta se desconecte de la red.

Cuando funcionan en régimen de producción conformando baterías, las mismas pueden trabajar en régimen normal o en emergencia; en ambas condiciones se encuentran sincronizadas en paralelo con la red de distribución.

Las baterías están constituidas por grupos de motores múltiples de cinco u ocho, en dependencia del GE (por ejemplo, una batería son cinco u ocho motores, dos baterías son 10 o 16 motores y así sucesivamente). Cuando están en funcionamiento normal, disponiendo de tensión en el lado de baja del transformador, el motogenerador arranca por programación horaria o manualmente por una orden del operador. El sistema de sincronización verifica el sincronismo a ambos lados del interruptor de conexión y automáticamente cierra cuando se verifica la condición de sincronismo entre ambos lados. Las mismas baterías se dice que están en funcionamiento de emergencia cuando los grupos motogeneradores arrancan solo a falta de la red y sin tensión en la barra de baja tensión de los transformadores elevadores, siendo esta operación manual. Debido a una caída del SEN, las baterías de GE pueden trabajar como islas, pero debe tenerse en cuenta que quedarán aislados de cualquier otra generación, encargándose de la vigilancia de tensión y frecuencia. En situación de isla las cargas se introducirán de forma progresiva para que estos grupos tengan tiempo de poder absorberlas y repartírselas.

Cuando los GE son de mayor potencia que los de emergencia y en conformación solitaria o de grupos de dos

o tres GE, trabajan sincronizados a la red y pueden, en caso de que la red quede sin energía alimentar una parte del sistema eléctrico, estando desconectado eléctricamente del resto del sistema, se dice que están trabajando en régimen de producción aislado. En esta situación los GE pueden trabajar en horarios picos para aliviar la demanda y así ayudar al sistema electroenergético nacional (SEN).

Los grupos electrógenos de fueloil que ya se están instalando formarán parte del régimen base, sincronizados a la red, con un modo de entrega de potencia continua, entendiéndose como entrega de potencia continua la máxima potencia que el GE es capaz de entregar continuamente a una carga eléctrica constante, cuando opera un número ilimitado de horas en las condiciones de operación que el productor ha establecido, que incluye sus intervalos de mantenimiento y los procedimientos de operación, según se presenta en la figura 2.

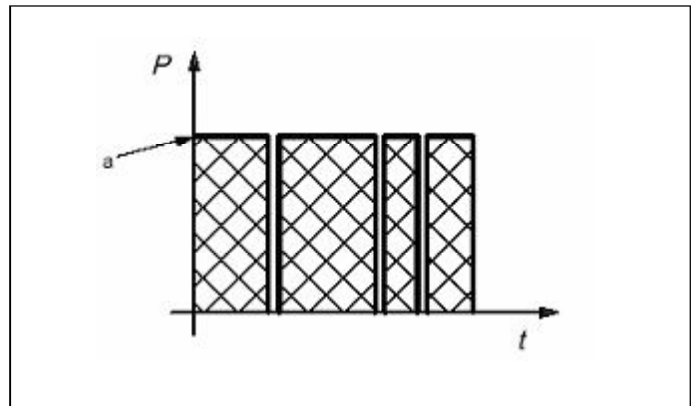


Fig. 2. Entrega de potencia en forma continua.

Desde el punto de vista de la CEL, los GE deben cumplimentar requerimientos técnicos para la tensión, la frecuencia y las potencias de entrega. Estos requerimientos, establecidos en la ISO 8528,[2] están acordes con las clases de comportamiento de los GE, los cuales a su vez están en concordancia con las cargas que alimentan dichos GE, y que son:

- **Clase G1:** Aplica para los grupos donde están conectadas cargas que solo requieren los parámetros básicos de tensión y frecuencia.

- Ejemplo: Aplicaciones de propósito general (cargas eléctricas sencillas y de iluminación).

- **Clase G2:** Aplica para grupos donde las características de tensión sean muy similares a las del sistema eléctrico público comercial con el cual opera. En estos casos, se permiten desviaciones temporales de tensión y frecuencia cuando ocurren cambios en la carga.

- Ejemplo: Sistemas de iluminación, bombas, ventiladores y grúas.

- **Clase G3:** Aplica cuando los equipos conectados demandan de los grupos, determinadas características de estabilidad y niveles de frecuencia, tensión y forma de ondas.

Ejemplo: Cargas de telecomunicaciones o controladas por tiristores.

• **Clase G4:** Aplica cuando los requerimientos de estabilidad y niveles de frecuencia, tensión y forma de onda son excepcionalmente severas.

Ejemplo: Equipamiento que procesa información o sistemas de cómputos.

Para un óptimo funcionamiento del GE hay que conocer a qué clase pertenece (G1, G2, G3 o G4) y, según esta, hacer un análisis de sus límites de variación de tensión, sus requerimientos de frecuencia y de potencia activa y/o reactiva.

Como dato de interés, los GE instalados en Cuba, se consideran con clase de comportamiento dentro del grupo G3.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para iniciar los estudios sobre el comportamiento desde el punto de vista de la CEL se decidió realizar una simulación, utilizando como programa base el MatLab, de dos tipos de GE, y comparar su comportamiento con otros generadores, a través de su respuesta ante tres tipos de perturbaciones diferentes:

- Cortocircuito sincrónico trifásico a la salida de los terminales de la máquina.
- Desconexión súbita total de la carga.
- Desconexión parcial de la carga.

Para ello se modelaron seis tipos de generadores: Dos hidrogeneradores, dos generadores de combustión interna convencionales de plantas termoeléctricas y dos de GE, uno diésel (MTU) y otro de fueloil (MAN), cuyos parámetros se encuentran en la tabla 1.

A partir de las ecuaciones transformadas de Park (para tensión, flujo, torque electromagnético y movimiento)[3] se realizaron las simulaciones que permitieron evaluar el comportamiento de los GE y los otros generadores ante las perturbaciones planteadas.

Cortocircuito sincrónico trifásico a la salida de los terminales de la máquina

La corriente de cortocircuito es la máxima intensidad de corriente que se produce súbitamente cuando la tensión U en los bornes del generador es igual a cero, y sus valores picos son el máximo valor que puede alcanzar dicha corriente de cortocircuito, los cuales corresponden a una onda de corriente alterna con componentes de directa.

La corriente que circula por cada fase del generador en cortocircuito, es similar a la que circula por un circuito $R-L$ serie, alimentado bruscamente por una fuente de tensión sinusoidal, es decir, la corriente es asimétrica respecto al eje de tiempo y disminuye en forma exponencial. Sin embargo, existe una diferencia fundamental y ella radica en que la reactancia del generador no permanece constante durante el fenómeno, lo cual se puede observar en la figura 3.

En la tabla 2 se presentan las variaciones de la corriente de cortocircuito que sufren, en los primeros ciclos, los diferentes tipos de generadores.

El mayor valor de ΔI_{cc} lo presenta la turbina convencional de combustión interna F1 de 25 MVA con un valor de 15,15 en pu. Los que le siguen a continuación en orden decreciente son los grupos electrógenos MTU de 2,35 MVA y MAN de 3,87 MW con valores de 10,28 y 9,15 en pu respectivamente.

Tabla1 Parámetros de las diferentes turbinas simuladas							
Parámetros		MTU	MAN	H4	H9	F1	F7
Tensión	Volt	480	13 800	13 800	13 800	13 800	1 500
Potencia	MVA	2, 360	4,875	35	86	25	147
Reactancia sincrónica de eje directo	X_d	3,050	1,721	1,000	1,050	1,250	1,537
Reactancia sincrónica de eje en cuadratura	X_q	1,750	0,924	0,620	0,670	1,220	1,520
Reactancia transitoria en eje directo	X'_d	0,299	0,309	0,260	0,320	0,332	0,299
Reactancia subtransitoria en eje directo	X''_d	0,160	0,187	0,235	0,258	0,120	0,216
Reactancia subtransitoria	X''_q	0,168	0,208	0,264	0,306	0,120	0,216
Reactancia de secuencia negativa	X_2	0,158		0,270	0,312		
Cte de tiempo transitoria de circuito abierto en eje directo	T'_{do}	3,600	4,393	7,100	4,000	4,750	4,300
Cte de tiempo transitoria de cortocircuito en eje directo	T'_d	0,350	0,869	2,300	2,020	0,882	0,836
Cte de tiempo subtransitoria en eje directo	T''_d	0,018	0,012	0,035	0,051	0,035	0,035
Cte de tiempo de cortocircuito de armadura	T_a	0,043	0,089	0,018	0,286	0,177	0,470

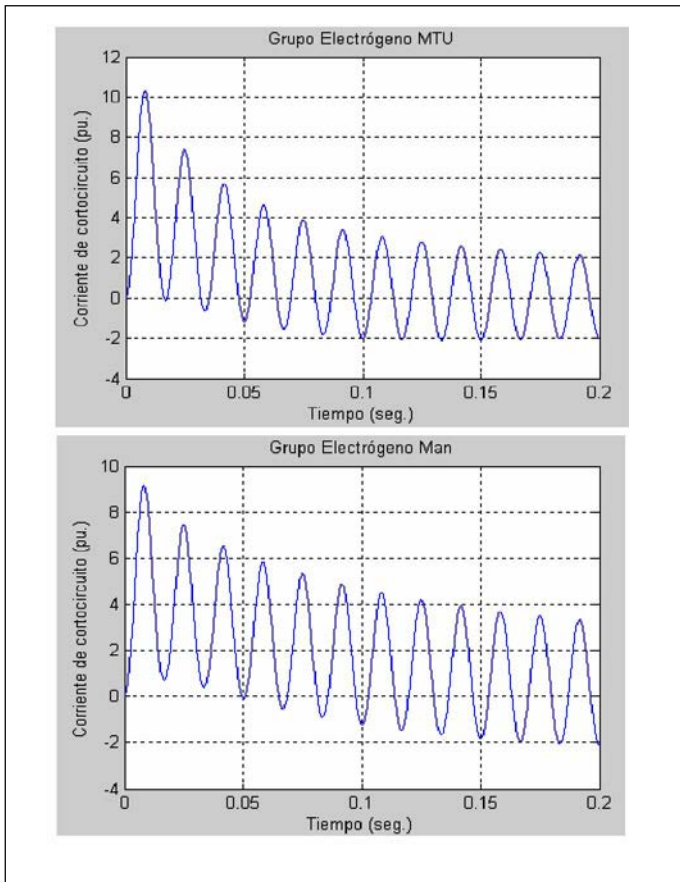


Fig. 3. Respuesta de los GE a un cc súbito, trifásico en los terminales del generador.

No.	GE	Razón 1-3	Razón 1-4	Razón 1-5
1	MTU	1,81	1,24	1,17
2	Man	1,40	1,11	1,10
3	H4	1,50	1,12	1,11
4	H9	1,12	1,05	1,04
5	F1	1,36	1,13	1,11
6	F7	1,13	1,05	1,04

En cada caso (las turbinas convencionales de combustión interna, las de las hidroeléctricas y las de los electrógenos) mientras menor es la potencia, mayor será la ΔI_{cc} .

Si se analiza la ΔI_{cc} durante un tiempo más prolongado, con lo cual se puede observar cómo la máquina llega a su estabilidad, y el mayor valor alcanzado de I_{cc} pasado los primeros instantes, se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 3 y en la figura 4.

Como puede observarse la mayor ΔI_{cc} , hasta que las turbinas alcancen su estado estable, la tiene la turbina de hidroeléctrica H4 y a continuación están los GE. Es precisamente el GE MTU de 2,35 MVA el que menor tiempo toma en alcanzar la estabilidad con 2,15 s.

	X_d	X'_d	X''_d	Pico	t estable
MTU	3,050	0,299	0,160	2,11	2,15
Man	0,721	0,308	0,187	2,27	5,50
H4	1,000	0,260	0,235	2,77	2,35
H9	1,050	0,320	0,258	2,18	10,00
F1	1,250	0,332	0,120	1,64	4,60
F7	1,537	0,299	0,216	0,93	5,55

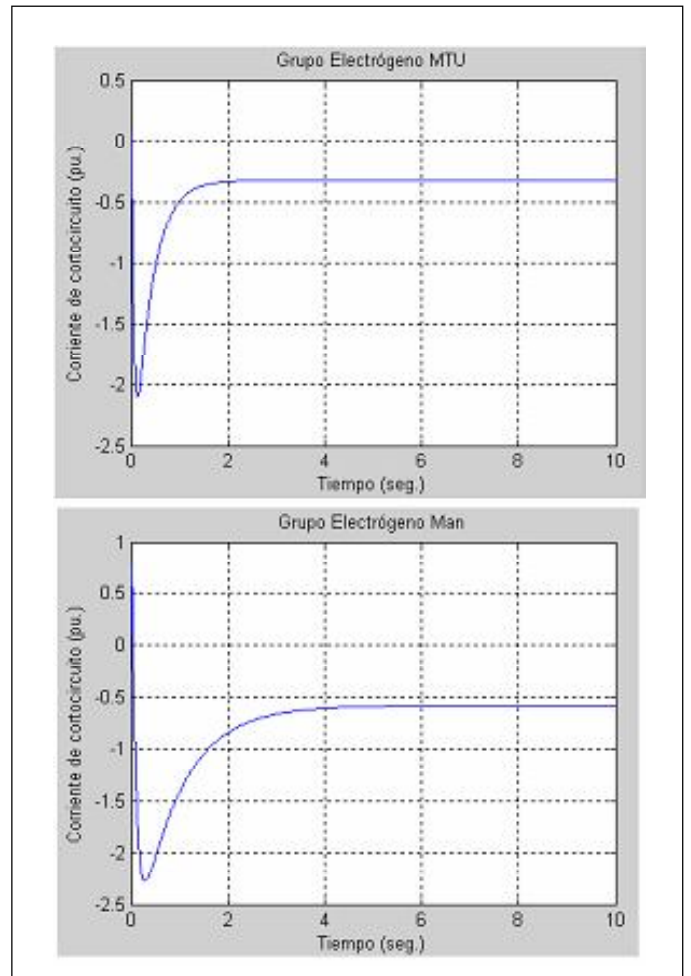


Fig. 4. Variación de I_{cc} hasta alcanzar el estado estable.

Desconexión súbita total de la carga

Ante una anomalía o falla del sistema eléctrico que ocasione la desconexión súbita del GE del sistema, es decir, la unidad pierde la carga que estaba alimentando y se presenta el fenómeno conocido como rechazo de carga (reactiva, activa y/o nominal), el cual se entiende como el comportamiento del generador ante la anomalía. Al ocurrir un rechazo de carga, la unidad tiende a incrementar su velocidad y el regulador de velocidad de la misma debe controlar este evento, manteniéndola girando a su velocidad nominal y lista para su reconexión al sistema, con lo que de este modo se evita que se produzca una velocidad tan alta que cause daño a la unidad, a la vez que se mantiene su disponibilidad para el sistema, aunque es inevitable una variación de la tensión en los terminales de salida del GE. Los resultados obtenidos de la simulación se presentan en la tabla 4 y la figura 5, para el caso de los GE.

La turbina que presenta mayor rechazo de carga reactiva frente a una caída total del sistema es el GE MTU; como dato de interés al respecto, este generador tienen una X_d muy elevada (3,05 pu) lo cual puede ser la causa de este resultado. La segunda turbina de mayor rechazo es también el GE MAN.

Desconexión parcial de la carga

La disminución brusca de la carga que se alimenta desde los GE, sin llegar a la desconexión de la misma, puede provocar la variación de la corriente en el estator del generador del GE. Para el caso analizado se simula una variación de la corriente en ambos ejes d y q de la máquina, en un orden del 30 %, en las condiciones que se presentan en la tabla 5.

Como puede observarse en la tabla 5 y en las figuras 6 y 7, las variaciones de tensión que se producen en los terminales del GE al ocurrir la variación de la corriente por el estator están en el orden del 9 al 48 % en el GE MTU, en un entorno de 0,1 s, mientras que en el GE MAN varía entre el 9 y el 37 %, en un entorno de 0,1 a 0,6 s, se observa una variación más brusca en el caso del GE MTU. Por otro lado, estas variaciones están en el mismo entorno que los otros generadores analizados.

Asimismo, una variación de la carga provoca la variación de la corriente en el estator, pero también puede ocasionar una variación en la tensión del mismo. Lo que puede variar esta corriente fue analizado a partir de considerar una variación de tensión (ΔU) del 20% en el estator. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 6 y la figura 8.

Se puede apreciar que en las turbinas convencionales de combustión interna y las hidroeléctricas, la que posea una mayor potencia alcanza un mayor pico de corriente (valor máximo de corriente en la onda de amortiguación, hasta su llegada a estado estable) y un mayor tiempo de restablecimiento.

Las hidroeléctricas son las de menor pico de corriente ante una variación del 20% de la tensión. En el caso de los GE, el mayor pico lo poseerá el de menor potencia, pero es entre ellos el que tenga una X_d mayor.

Tabla 4
Variación de la tensión en los terminales del GE al ocurrir una desconexión súbita de la carga

	P(MW)	X_d	X'_d	X''_d	ΔV	t (s)
MTU	2,35	3,050	0,299	0,160	2,83	21,20
Man	3,87	1,721	0,308	0,187	2,03	25,25
H4	35,00	1,000	0,260	0,235	1,43	33,35
H9	86,00	1,050	0,320	0,258	1,46	22,65
F1	25,00	1,250	0,332	0,120	1,75	28,85
F7	147,00	1,537	0,299	0,216	1,81	25,25

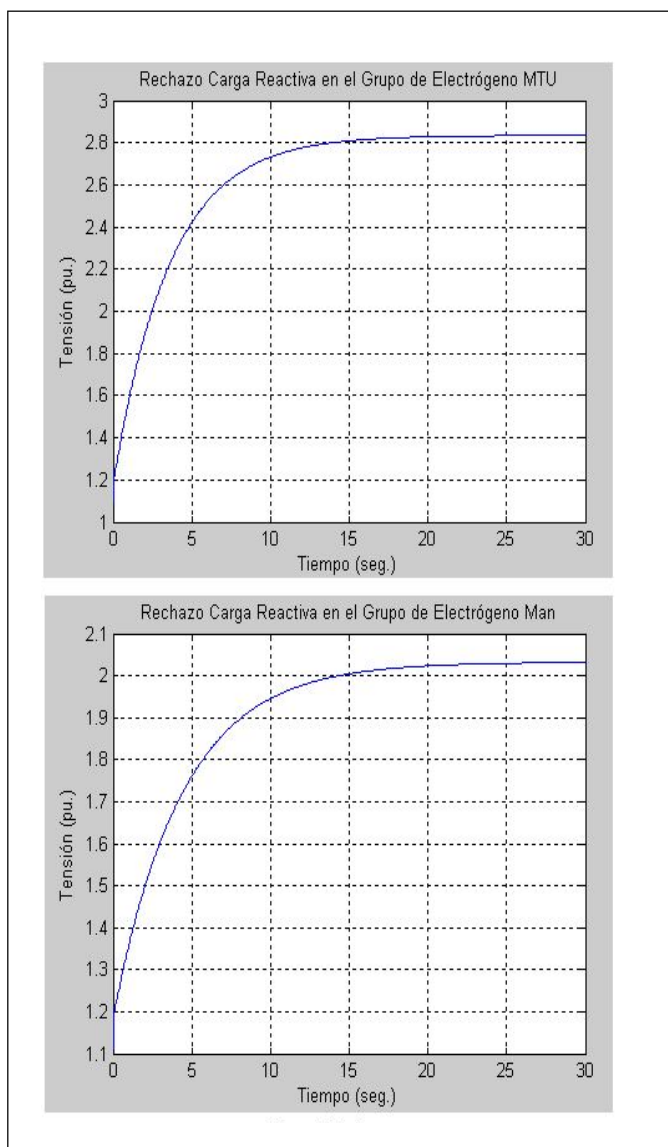


Fig. 5. Variación de la tensión en los terminales de los GE al ocurrir una desconexión súbita de la carga.

Debido a que la ΔV es una disminución, las variaciones de corriente del estator para todas las turbinas, estabilizan por debajo del valor unitario.

Si se analizan estos resultados con relación a los requerimientos técnicos establecidos para GE de clase G3, tal y como se han comprado para Cuba, se tienen los siguientes resultados:

- La desviación transitoria de la tensión por variación de la carga, para el grupo G3 es de un 18%, según la norma 8528. [2] Al analizar los valores obtenidos ante esta perturbación en la simulación (tabla 5), se aprecia que para las diferentes variaciones súbitas de corriente en el estator analizadas, la variación de tensión es superior a los rangos especificados por la norma ISO 8528 para el primero y tercer casos, las cuales son propias para el grupo G1; no debe obviarse que estos análisis se realizaron sin considerar el efecto de la saturación y sin tener en cuenta la actuación de un regulador de tensión, lo que evidencia la necesidad de este regulador para que ante una perturbación de este tipo la máquina pueda trabajar dentro de los límites establecidos.

- Ante una perturbación del tipo de desconexión súbita de la carga (rechazo de carga), las variaciones que se observan de la tensión en los terminales del GE (tabla 4), son superiores a los establecidos como requisitos técnicos por la ISO ya mencionada, lo que debe también ser analizado bajo las condiciones que se plantearon en el estudio. Se evidencia que sin un control de tensión, estos grupos no debe cumplir con los requerimientos establecidos.

	Corriente en los ejes	
	diq	did
Primer caso	0,3	0,3
Segundo caso	0	0,3
Tercer caso	0,3	0

	Xd	X'd	X''d	Primer caso		Segundo caso		Tercer caso	
				ΔU	t (s)	ΔU	t (s)	ΔU	t (s)
MTU	3,050	0,299	0,160	0,479	0,116	0,090	0,113	0,389	0,106
Man	1,721	0,308	0,187	0,369	0,500	0,093	0,190	0,276	0,475
H4	1,000	0,260	0,235	0,264	0,250	0,078	0,200	0,185	0,200
H9	1,050	0,320	0,258	0,296	0,258	0,096	0,264	0,200	0,200
F1	1,250	0,332	0,120	0,463	1,015	0,100	0,543	0,364	1,069
F7	1,537	0,299	0,216	0,542	1,015	0,090	0,417	0,453	1,060

Primer caso: diq=-0.3 did=-0.3



Segundo caso: diq=0 did=-0.3



Tercer caso: diq=-0.3 did=0



Fig. 6. Variación de la tensión en el GE MTU ante la variación súbita de la corriente en el estador.

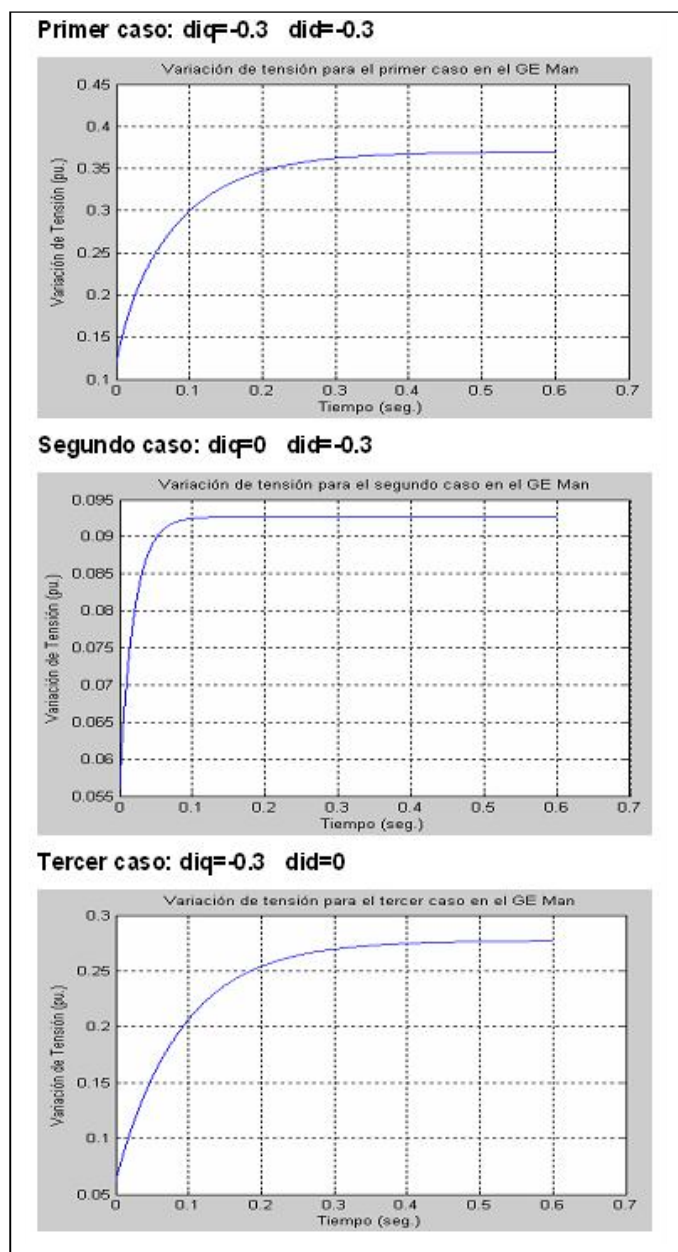


Fig. 7. Variación de la tensión en el GEMAN ante la variación súbita de la corriente en el estator.

Tabla 6
Análisis del valor de la corriente del estator ante una ΔU súbita de un 20 %

	X_d	X'_d	X''_d	Pico	t (s)
MTU	3,050	0,299	0,160	0,578	2,500
Man	1,721	0,308	0,187	0,545	3,770
H4	1,000	0,260	0,235	0,445	2,000
H9	1,050	0,320	0,258	0,564	7,560
F1	1,250	0,332	0,120	0,670	3,790
F7	1,537	0,299	0,216	0,810	3,830

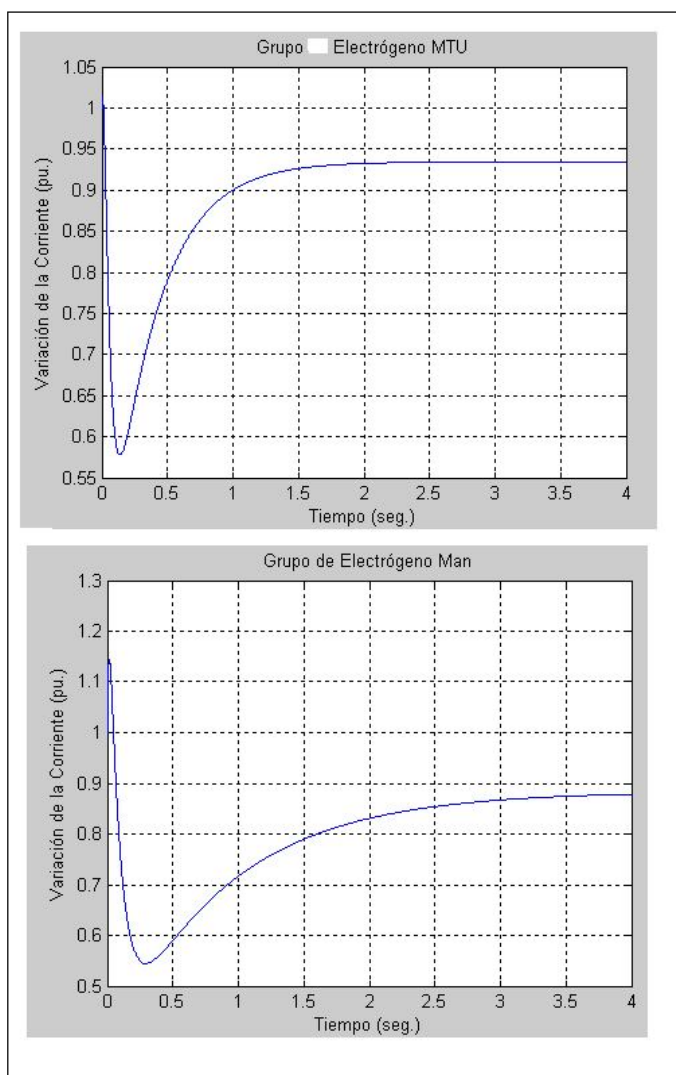


Fig. 8. Variación de corriente del estator ante una ΔU en el estator.

CONCLUSIONES

El reciente concepto de generación distribuida, está emergiendo como un nuevo paradigma de generación y distribución de la energía eléctrica. Las líneas de distribución que componen el sistema eléctrico en la actualidad fueron diseñadas y construidas hace ya algunas décadas. Dichas líneas fueron concebidas en un contexto totalmente diferente al actual, y con el propósito exclusivo de distribuir la energía proveniente de las líneas de transporte entre los clientes. Con la generación distribuida nace un nuevo concepto de distribución. Este sistema de distribución integra diferentes tipos de tecnologías, con el objeto de construir un sistema de distribución más flexible, fiable y seguro.

En esta dirección, Cuba se encamina hacia la adquisición e instalación de equipos de generación más eficientes y seguros como los GE y otras formas de generación, que convenientemente ubicados en distintos puntos del país

(generación distribuida), desempeñan un papel fundamental en la búsqueda de soluciones para un suministro con calidad.

La evolución y sofisticación de los equipos electrónicos modernos los ha hecho más sensibles a perturbaciones; sin embargo, el usuario de estos desea que su funcionamiento sea confiable, flexible y seguro. Estas condiciones exigen un estudio sistemático, tanto de las fuentes de perturbación como de la compleja interacción entre estas y el equipo susceptible.

De igual forma, la decisión de utilizar los GE como un elemento fundamental en el esquema eléctrico cubano requiere de estudios que permitan definir las mejores formas de explotación, las variaciones en los esquemas de protección y las adecuaciones generales y particulares que la presencia de dichos grupos impone en dicho sistema.

REFERENCIAS

1. Generación Distribuida. Disponible en: [www.energiasverdes.com./](http://www.energiasverdes.com/)
2. ISO 8528:1993, Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets, First Edition.
3. **AMAYA ENCISO, MARTHA CECILIA.** *Modelización de los efectos de saturación y saturación cruzada en una máquina sincrónica de polos salientes.* Tesis de doctorado, Universidad del Valle, Cali, Colombia, abril, 2004.

AUTORES

Marielys Francisco Fernández

Ingeniera Electricista, Dirección de Parques de Diversiones, Ciudad de La Habana, Cuba

Raúl Díaz Fuentes

Ingeniero Electricista, Ciudad de La Habana, Cuba

Miguel Castro Fernández

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, Ciudad de La Habana, Cuba

Ángel Costa Montiel

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, CIPEL, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, Ciudad de La Habana, Cuba

Electric Power Quality and Distributed Generation in Cuba

Abstract

Diesel engine generator (RM) is one of the most used technologies on distributed generation (DG). The presence of RM, no manner its operation form need an analysis about different problems: one of them is related with power quality (PQ). First results obtained inside one study directed to obtain answers about different perturbations for the RM presence like shortcircuit and voltage variation on RM terminals and rejected charge are presented in this paper.

Key words: diesel engine, distributed generation, power quality