

Impacto de un sistema de generación fotovoltaico en una red de distribución

Resumen—

En el presente artículo se evalúan los efectos que provoca la operación de los generadores fotovoltaicos, en una red de distribución, a los distintos parámetros de la misma; en específico, el cambio en el perfil de voltaje, el valor del factor de potencia, el aporte a la corriente de cortocircuito y la cantidad de distorsión armónica que la planta fotovoltaica genera dentro de la red. La realización del estudio se llevó a cabo mediante la creación de una red de distribución de 23 kV y se conectaron generadores fotovoltaicos en distintos puntos de la misma. En el modelo creado en Digsilent PowerFactory, se desarrollaron tres casos de estudio: 7:00 am, 12:00 pm y 5:00 pm que representa un día solar; se han tomado como referencia los horarios críticos según curva de generación fotovoltaica y se han estimado los porcentajes correspondientes de generación pico. Como resultados principales se obtuvo que este tipo de generación mejora de manera perceptible al perfil de voltaje, el factor de potencia se ve modificado de acuerdo a las condiciones de operación de los generadores, el aporte a la corriente de cortocircuito, aunque muy pequeño, existe, siendo este del valor de la corriente nominal del generador a la hora de operación; por último, se encontró que los porcentajes de THD y distorsión armónica individual aportados por la operación de estos generados son pequeños.

Flores C

*Departamento de Ciencias Energéticas y Fluídicas, Universidad Centroamericana
José Simeón Cañas (UCA), El Salvador
cmflores@uca.edu.sv*

Índice de términos— Digsilent Power Factory, Distorsión armónica, factor de potencia, generación fotovoltaica, perfil de voltaje, normativas.

I. INTRODUCCIÓN

En este documento se presentan estudios de generación distribuida que indiquen los efectos en el sistema eléctrico de distribución de una inyección fotovoltaica a diferentes horarios de penetración. Consiste en realizar estudios para analizar diferentes escenarios de la red eléctrica para determinar el desempeño de inyección de un parque solar. La forma en que la planta fotovoltaica altera el perfil de voltaje de la red, la modificación del valor del factor de potencia en el punto de entrega transmisora-distribuidora, el aporte en corriente de cortocircuito actual y por último la cantidad de distorsión armónica total e individual que se generan. Son los distintos parámetros estudiados en este trabajo. La generación distribuida (GD) es un enfoque moderno de los sistemas de potencia en relación a los sistemas tradicionales de producción de energía basados en la generación centralizada. Este concepto busca un mayor aprovechamiento de los recursos naturales de los que se disponen dentro del territorio de un país. [1]

II. PROCEDIMIENTO

En el presente artículo abarca el tema de la situación actual en generación fotovoltaica y el potencial en el país. También se mencionan métodos normativos empleados para el cálculo de la corriente de cortocircuito, el funcionamiento y operación adecuados aplicables a una instalación de este tipo, se presentan los límites de ciertos parámetros eléctricos que deben cumplir estas instalaciones y los equipos de protección que se necesitan instalar.

Para alcanzar los objetivos se llevan a cabo simulaciones mediante el software Digsilent Power Factory de un caso hipotético de generación distribuida fotovoltaica conectada a la red. Se obtienen las gráficas de los distintos perfiles de voltaje, de acuerdo a la hora del día, el generador conectado y la localización de este, con los cuales se hace una comparativa entre todas las posibles variantes de los casos tomando como caso base la red sin el parque solar. Además, se estudia como el factor de potencia, en el punto de conexión transmisora-distribuidora, es influenciado y modificado por la inyección. El aporte a la corriente de cortocircuito, tanto monofásico como trifásico, es mostrado mediante tablas con las cuales se hace una comparativa de las condiciones originales de la red. Por último, se realiza un análisis acerca de la cantidad de distorsión armónica debida a la conexión de la planta en la red en los puntos: secundario de la subestación y punto de entrega transmisora-distribuidora.

III. DESARROLLO

En la última década la industria de la tecnología fotovoltaica ha crecido de forma tan notable que actualmente se encuentra encaminada a convertirse en una fuente de generación conectada a red de energía eléctrica importante para todo el mundo. [2]. Además, el campo de la investigación de los materiales de las celdas solares ha generado tecnología fotovoltaica con mayor eficiencia y su costo medio en la producción se ha visto reducido a menos de un dólar por Watt producido. Se realizó una revisión de las distintas normas actuales implicadas en el tema de la generación distribuida, en específico, la generación solar fotovoltaica.

Al cierre del año 2013, la capacidad instalada de tecnología fotovoltaica en el país era menor a 1 MVA. Si bien es cierto un buen porcentaje de esta cifra tiene conexión a red, las instalaciones funcionan para el autoconsumo e inyección a la red distribuidora al mismo tiempo. [3]

En 2013 la compañía distribuidora de electricidad DELSUR, S.A. de C.V. junto a SIGET y al Consejo Nacional de Energía (CNE), hizo de conocimiento público la licitación DELSUR CLP-RNV-001-2013 para la contratación de 100 MW de potencia a instalar con recursos renovables no convencionales, tales como fotovoltaica y eólica, para un período de 20 años. La licitación tiene como objetivo promover el aprovechamiento de los recursos renovables no convencionales y diversificar la matriz energética del país. Inicialmente la licitación se componía de dos bloques: 60 MW con tecnología solar fotovoltaica y 40 MW con generación eólica. Al final, la potencia de este último bloque también fue adjudicada a la generación fotovoltaica. En julio de 2014, mediante el Acuerdo No. 358-E-2014, SIGET aprobó los proyectos ofertados para esta licitación. Se prevé que las instalaciones sean puestas en servicio para octubre de 2016. [4]. A continuación, en la Tabla I, se presentan la capacidad a instalar de cada proyecto.

El precio techo impuesto por SIGET para este tipo de generación en la licitación es de 165.53 \$/MWh. Cabe destacar que por la capacidad de estos proyectos, mayores a 5 MW cada uno, son participantes del mercado mayorista del país y tienen prioridad en el despacho.

TABLA I. CAPACIDAD A INSTALAR SEGÚN ACUERDO NO. 358-E-201

EMPRESA	PUNTO DE INTERCONEXIÓN CON ETESAL	PRECIO DE LA ENERGÍA (\$/MWh)	(MW)
UDP NEOEN-ALMAVAL	El Pedregal, 115 kV	101.90	60
SOLAR RESERVE DEVELOPMENT CO.II, LLC	Acajutla 115 kV	123.41	20
UDP PROYECTO LA TRINIDAD	Acajutla 46 kV	123.41	8
UDP PROYECTO LA TRINIDAD	Acajutla 34.5 kV	123.41	6
TOTAL			94

Por otra parte, en enero de 2014, mediante el Acuerdo No. 45-E-2014, SIGET aprobó la contratación de los 15 MW de la licitación CAESS-CLP-RNV-001-2013, también con recursos renovables no convencionales. Sobre estos, la UT no tiene a cargo su operatividad, pues no son Participantes del Mercado Mayorista. Del total de proyectos, 11.16 MW son de capacidad fotovoltaica. En la Tabla VI se observan los distintos proyectos de generación distribuida y los precios de la energía a inyectar

en los puntos de interconexión en la red de las compañías distribuidoras. [5] En la tabla II se presentan los proyectos participantes de esta licitación.

TABLA II. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA SEGÚN ACUERDO NO. 45-E-2014

EMPRESA GENERADORA	(MW)	PRECIO (\$/MWh)
PVGEN	1.2	179.50
GRUPO ROCA	1.2	190.00
SOLARIA ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	0.4	169.95
GRANSOLAR CENTROAMÉRICA	1.2	162.00
SOLARIS ENERGY	Desconocido	249.88
HILCASA ENERGY	0.8	184.94
RENOVABLES EL SALVADOR UNO	Desconocido	171.00
ARJO	0.76	167.20
CODESA	0.8	189.00
ELÉCTRICA DE CERÉN	0.4	201.48
ARQUERO-DELFO	1.2	194.00
ENERPRO	Desconocido	204.90
SOLAR INTERNACIONAL	1.2	165.96

Algunos de estos últimos proyectos ya han ejecutado la instalación de los equipos de generación. Por esa razón, el estudio del impacto que los nuevos proyectos provocarán en la red de distribución, así como el marco regulatorio normativo aún sigue en desarrollo por parte de las instituciones pertinentes.

IV. MATERIALES Y MÉTODOS

El caso estudiado comprende de una red de distribución compuesta por el punto de entrega de la transmisora-distribuidora, Terminal 01, la potencia entregada es de 3.8 MW a un factor de potencia de 0.96, también consta de trece buses y 10 cargas conectadas a lo largo del circuito, ver tabla III, además de tres plantas fotovoltaicas conectadas en las terminales 05, 11 y 13 con una capacidad pico de 1.2 MWp, y en el punto de interconexión de cada planta de generación se encuentra un banco de capacitores con capacidad total de 350 kVAR con el objetivo de inyectar potencia activa desde la generación fotovoltaica a factor de potencia igual a uno. Se dispuso de esta distribución en el caso hipotético con el fin de determinar la relación entre la localización de la planta y la forma en que se modifican los distintos parámetros antes mencionados. Para representar las variaciones de irradiancia solar que existe en un día normal, el estudio se hizo para escenarios de operación de las 7:00 A.M, 12:00 P.M Y 5:00 P.M. Para ello, fue necesaria la parametrización de la potencia generada en cada una de las horas antes mencionadas. En la tabla VI, se muestra la potencia generada por cada proyecto en cada una las horas antes mencionadas.

TABLA II. CUADRO DE CARGAS

Carga	Potencia Activa (kW)	Factor de potencia
Carga #1	59.58	0.98
Carga #2	29.34	0.91
Carga #3	130.7	0.95
Carga #4	24.14	0.99
Carga #5	52.16	0.99
Carga #6	236.16	0.97
Carga #7	107.08	0.98
Carga #8	24.93	0.99
Carga #9	4.03	0.35
Carga #10	3.56	0.38

TABLA IV. POTENCIA PARAMETRIZADA EN LOS ESCENARIOS DE OPERACIÓN DE CADA GENERADOR.

ESCENARIO	GENERACIÓN POR MÓDULO (kW)	GENERACIÓN TOTAL POR GENERADOR (kW)	% GENERACIÓN PICO
07:00 am	7.00	420.0	35
12:00 pm	19.00	1140.0	95
05:30 pm	8.00	480.0	40

El procedimiento que se siguió en la simulación para cada uno de los estudios fue el mostrado en la Tabla V.

TABLA III. PROCEDIMIENTO SEGUIDO EN LAS SIMULACIONES

F.P. INVERSOR	GENERADOR 1	GENERADOR 2	GENERADOR 3	BANCO DE CAPACITORES
N/A	DESCONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO
0.95 IND	CONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO
0.95 IND	DESCONECTADO	CONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO
0.95 IND	DESCONECTADO	DESCONECTADO	CONECTADO	DESCONECTADO
0.95 IND	CONECTADO	CONECTADO	CONECTADO	DESCONECTADO
1.0	CONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO
1.0	DESCONECTADO	CONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO
1.0	DESCONECTADO	DESCONECTADO	CONECTADO	DESCONECTADO
1.0	CONECTADO	CONECTADO	CONECTADO	DESCONECTADO
1.0	CONECTADO	DESCONECTADO	DESCONECTADO	CONECTADO
1.0	DESCONECTADO	CONECTADO	DESCONECTADO	CONECTADO
1.0	DESCONECTADO	DESCONECTADO	CONECTADO	CONECTADO
1.0	CONECTADO	CONECTADO	CONECTADO	CONECTADO

Cabe aclarar que, debido a la complejidad y cantidad de datos que llevaría realizar dicho estudio, las cargas conectadas a la red se parametrizó de forma que estas sean constantes en los tres escenarios de operación.

La primera condición mostrada en la Tabla V sucede con los parámetros originales de la red – potencia entregada por el Transmisor, voltaje y factor de potencia en los terminales - sin contribución de ninguno de los generadores. Este fue tomado como caso base.

El caso base es el mismo para los tres escenarios, pues la carga se mantiene constante y no cambia la potencia demandada. Los resultados que arrojan las simulaciones de las otras condiciones son comparadas con el caso base, para determinar el impacto que tienen sobre la red. Al estar conectado el Generador 1 o el Generador 2 o el Generador 3 o en el caso hipotético los tres Generadores conectados al mismo tiempo.

Para determinar la potencia de los bancos de capacitores, se realizó mediante métodos iterativos de cálculo dentro del programa de simulación empleado. Dicho script permite la corrida múltiple del circuito, en las cuales se fue modificando la potencia del banco de capacitores hasta determinar el factor de potencia deseado en el punto de entrega de la transmisora-distribuidora.

A continuación se muestra el circuito implementado en el programa “DigSilent PowerFactory” en donde se muestra la conexión de los generadores. Fig. 1,

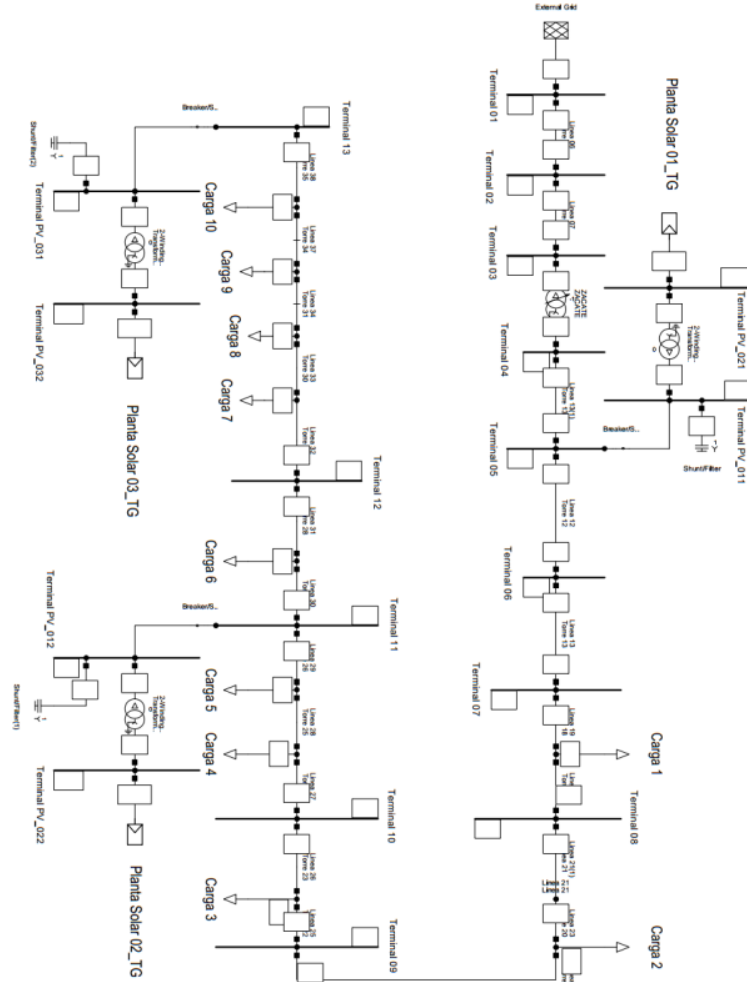


Figura 1. Conexión de los generadores Fotovoltaicos a la red de Distribución en nivel de 23 kV

El análisis de los resultados de las simulaciones, en el apartado de los perfiles de voltaje se analizan dos parámetros: 1) variación del voltaje en el punto de conexión generador fotovoltaico-distribuidora; para este caso al no existir una normativa vigente nacional para generación distribuida en con potencias a inyectar menores a los 5MW se utilizó el anexo 12, numeral 5 del ROBCP (Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción) que establece una variación máxima del 4%. 2) variación del nivel de voltaje en toda la línea según acuerdo SIGET 192-e-2004: Límites admisibles de tensión. Para conocer el cumplimiento o incumplimiento de la norma, se hizo una comparación entre el porcentaje de fluctuación del voltaje admisible establecido por el reglamento y el porcentaje que arrojan las simulaciones. Cabe mencionar que la comparación de los resultados se hizo tomando como referencia los valores del perfil de voltaje del caso base.

Respecto al apartado de cortocircuito, el método de cálculo de cortocircuito usado en las simulaciones hechas en el programa fue el método IEC 609. Este método fue desarrollado por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés), el cual sugiere realizar el cálculo de cortocircuito considerando la distancia eléctrica que existe entre los generadores síncronos y la ubicación de la falla. Conforme a ello, se hace la siguiente clasificación:

- Falla lejana al generador. Falla cuya corriente de cortocircuito posee magnitud constante de la componente de CA

- Falla cercana al generador. Falla cuya corriente de cortocircuito posee decaimiento en la componente de CA. Se considera que la corriente inicial de cortocircuito es suministrada al menos por una máquina síncrona, contribuyendo con el doble del valor nominal de corriente de dicha máquina. [6].

Se realizaron las corridas de flujo en DigSilent Power Factory para cada una de las condiciones de la red en los escenarios de operación. El numeral 3.6 del anexo No. 12 de Normas de Calidad y Seguridad Operativas del ROBCP, establece que el valor mínimo de factor de potencia en el punto de interconexión ETESAL → Distribuidor debe ser de 0.95, atrasado o adelantado.

Para la determinación de la potencia de los bancos de capacitores, así como la cantidad de etapas con las que estos se dividirían, se realizó mediante métodos iterativos de cálculo dentro del programa de simulación empleado en este trabajo. De esta forma se fue modificando la potencia del banco de capacitores hasta la determinación del factor de potencia deseado en el punto estudiado. Se diseñaron bancos de capacitores de 13 etapas, con 25 kVAR por cada etapa.

Finalmente, en el apartado de la distorsión armónica, se debe de verificar que los inversores a instalar cumplen con valores nominales especificados en los manuales y estos estar basados en las normativas UL1741 o IEC62109.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de los casos críticos de operación, del cual podemos concluir que el escenario de las 12:00 horas es cuando existe la mayor inyección de potencia por parte de los generadores.

A. Factor de potencia

La tabla VI muestra el factor de potencia para cada uno de los casos de operación para el escenario de las 12:00 horas.

TABLA VI. FACTOR DE POTENCIA EN PUNTO DE ENTREGA A LAS 12:00 HORAS

Factor de potencia en punto de entrega transmisora - distribuidor a las 12:00 PM

Caso base	0.960
G1 a F.P. = 0.95	0.964
G1 a F.P. =1.0 B.CAP. OFF	0.924
G1 A F.P.=1.0 B.CAP.ON	0.961
G2 A F.P.=0.95	0.967
G2 A F.P.=1.0 B.CAP.OFF	0.927
G2 A F.P.=1.0 B.CAP.ON	0.961
G3 A F.P.=0.95	0.967
G3 A F.P.=1.0 B.CAP.OFF	0.927
G3 A F.P.=1.0 B.CAP.ON	0.961
3 Generadores a F.P.=0.95	0.999
3 Generadores a F.P.=1.0 B.CAP.OFF	0.355
3 Generadores a F.P.=1.0 B.CAP.ON	0.956

En el análisis de los resultados obtenidos, se observaron los siguientes aspectos:

- La operación individual o simultánea de los generadores operando a factor de potencia unitario con banco de capacitores desconectado, impacta negativamente el factor de potencia en el punto de entrega transmisora-distribuidora; se reduce a valores no admisibles, menores a 0.95 violando lo establecido en el anexo 12 del ROBCP. Como se mencionó en El Salvador no existe una normativa para generación distribuida renovable no convencional, por lo tanto se toma como referencia el ROBCP.
- La potencia reactiva puede ser suministrada, colocando bancos de capacitores o configurando los inversores para que entreguen potencia activa y reactiva.

B. Perfil de voltaje

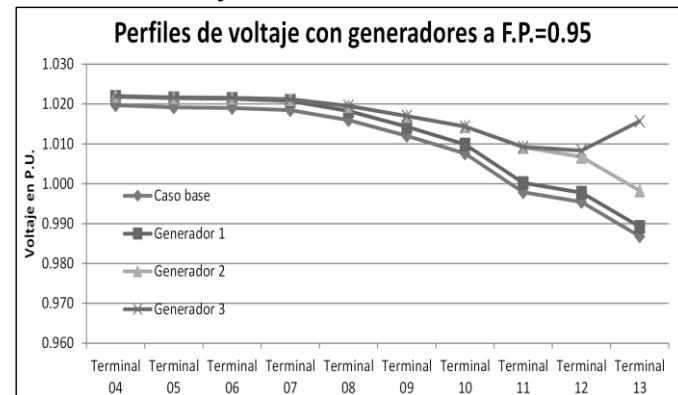


Fig. 2. Perfil de voltaje a las 12:00 horas con generadores a F.P.=0.95 (IND)

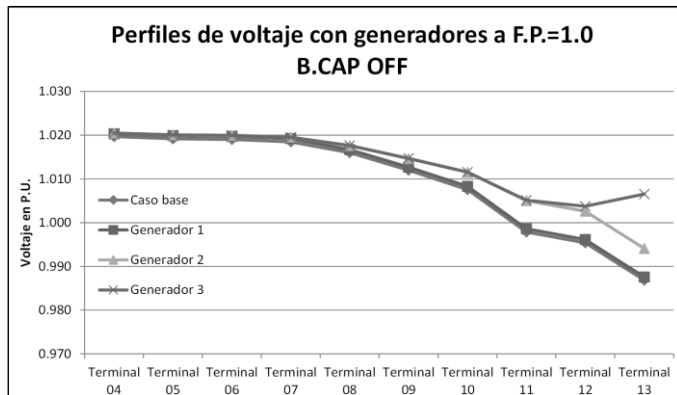


Fig. 3. Perfil de voltaje a las 12:00 horas con generadores a F.P.=1.0 con B.CAP OFF

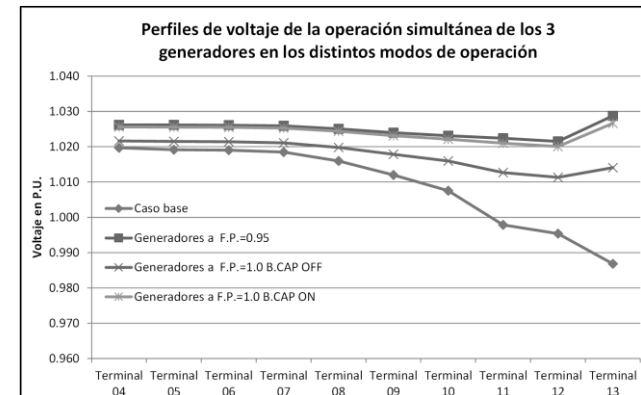


Fig. 5. Perfiles de voltaje de la operación simultánea de los 3 generadores en los distintos modos de operación

En el análisis de los resultados se observaron los siguientes aspectos:

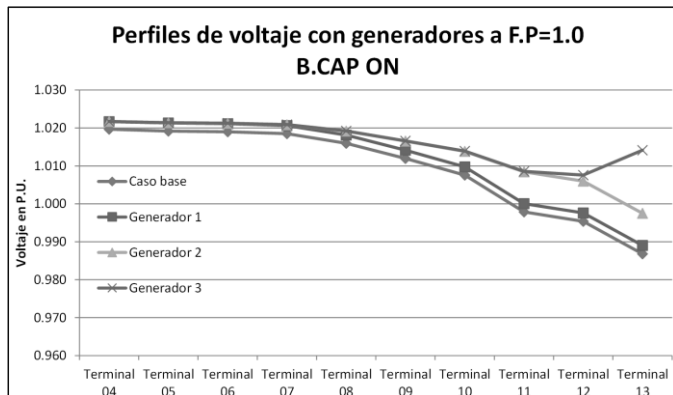


Fig. 4. Perfil de voltaje a las 12:00 horas con generadores a F.P.=1.0 con B.CAP ON

- Se observa que cuando los generadores operan a factor de potencia unitario con banco de capacitores desconectado, entonces el cambio en la tendencia del perfil de voltaje es mínimo.
- Se observa que cuando los generadores operan a factor unitario y con banco de capacitores conectado, entonces existe un incremento considerable en los valores de voltaje de los terminales, donde el Terminal 13 es el que tiene siempre el mayor incremento con respecto al caso base, pero aun así está dentro de los límites permisibles de variación de voltaje establecido en el acuerdo 192-e-2004.
- Cuando los tres generadores operan simultáneamente a factores de potencia de 0.95 y unitario con banco de capacitores conectado, se observa el mayor cambio en

la tendencia del perfil de voltaje, con un incremento de más del 4% en el Terminal 13, el más alejado del alimentador.

C. Distorsión armónica

TABLA IVI. DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL EN LAS TRES FASES EN TERMINAL 01 CUANDO LOS INVERSORES LOS TRES GENERADORES OPERAN SIMULTÁNEAMENTE A FACTOR DE 0.95.

THD Terminal 01		
A	B	C
0.1796	0.1825	0.1576

TABLA VI. DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL EN LAS TRES FASES EN TERMINAL 04 CUANDO LOS INVERSORES LOS TRES GENERADORES OPERAN SIMULTÁNEAMENTE A FACTOR DE 0.95.

THD terminal 4		
A	B	C
0.4002	0.4489	0.4144

TABLA IX. DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL EN LAS TRES FASES EN TERMINAL 01 CUANDO LOS INVERSORES LOS TRES GENERADORES OPERAN SIMULTÁNEAMENTE A FACTOR UNITARIO CON B.CAP ON.

THD Terminal 01		
A	B	C
0.06986	0.05609	0.05974

TABLA X. DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL EN LAS TRES FASES EN TERMINAL 04 CUANDO LOS INVERSORES LOS TRES GENERADORES OPERAN SIMULTÁNEAMENTE A FACTOR UNITARIO CON B.CAP ON.

THD terminal 4		
A	B	C
0.1709	0.162	0.134

En el análisis de los resultados se observaron los siguientes aspectos:

Terminal 1: En base a los resultados por la simulación, los resultados están dentro de los límites establecido por la Unidad de Transacciones.

Terminal 4: En base a los resultados por la simulación, los resultados están dentro de los límites establecido por el acuerdo 192-e-2004.

D. Cortocircuito

En la tabla XI, se muestra los valores de la potencia de cortocircuito y la corriente de cortocircuito en el caso de la red operando sin ningún generador fotovoltaico conectado a ella.

En la tabla XII, mostrada a continuación, se muestran los valores de la potencia de cortocircuito tanto trifásico como monofásico así como también de la corriente de cortocircuito. Esto para el caso de la operación simultánea de los 3 generadores a las 12:00 horas.

TABLA XI. POTENCIA Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL CASO BASE DE OPERACIÓN

	CASO BASE			
	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO		CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO	
	Ik"	Sk"	Ik" A	Sk" A
	KA	KVA	KA	KVA
Cabecera alimentador_Salida subestación 23 kV	4.043	161076.91	4.779	63460.56
P.C_G1	3.961	157806.00	4.597	61038.17
Terminal 06	3.935	156778.95	4.541	60294.93
Terminal 07	3.857	153647.03	4.374	58078.39
Terminal 08	3.505	139634.21	3.691	49019.19
Terminal 09	3.010	119925.77	2.884	38302.52
Terminal 10	2.549	101548.33	2.258	29980.55
P.C_G2	1.820	72484.24	1.447	19214.53
Terminal 12	1.653	65839.91	1.286	17072.17
P.C_G3	0.841	33510.99	0.595	7897.03

TABLA XII. POTENCIA Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA EL CASO DE OPERACIÓN SIMULTÁNEA DE LOS GENERADORES

	CASO DE ESTUDIO 12:00 MD_FP 1.0_TODOS LOS GENERADORES			
	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO		CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO	
	Ik"	Sk"	Ik" A	Sk" A
	KA	KVA	KA	KVA
Cabecera alimentador_Salida subestación 23 kV	4.100	163322.946	4.805	63806.166
P.C_G1	4.018	160052.166	4.622	61371.221
Terminal 06	3.992	159015.329	4.565	60622.757
Terminal 07	3.912	155853.713	4.397	58390.884
Terminal 08	3.557	141711.595	3.711	49272.946
Terminal 09	3.058	121833.485	2.899	38495.469
Terminal 10	2.593	103313.259	2.269	30133.012
P.C_G2	1.859	74058.232	1.455	19323.373
Terminal 12	1.688	67260.147	1.293	17165.937
P.C_G3	0.863	34373.835	0.598	7942.983

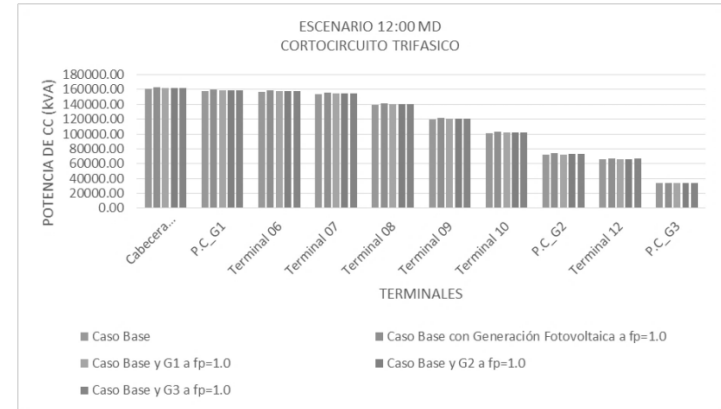


Fig. 6. Potencia de cortocircuito trifásica escenario 12:00 pm. Todos los generadores conectados

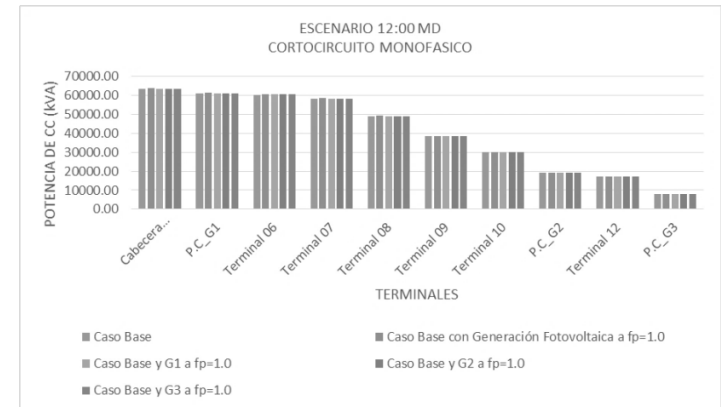


Fig. 7. Potencia de cortocircuito monofásica escenario 12:00 pm. Todos los generadores conectados

En el análisis de los resultados se observaron los siguientes aspectos:

- El cortocircuito de mayor magnitud es el trifásico.
- El aporte, tanto a la corriente de cortocircuito como a la potencia de cortocircuito, de los generadores fotovoltaicos a los valores de la condición base de la red, es más notable en las terminales más cercanas a la subestación de la distribuidora, terminal 4; disminuyéndose a medida se va avanzando en la red.

VI. CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos en base a las simulaciones realizadas en Digsilent Power Factory, se observó que la inyección de potencia de una planta fotovoltaica altera de manera muy perceptible a los parámetros estudiados.

En el caso del factor de potencia, y de acuerdo a los resultados obtenidos, se concluye que los inversores de un generador fotovoltaico se debe estudiar bien el caso para ser configurados y operar a factor de potencia unitario, es decir sin entregar potencia reactiva a la red, dicha condición reduce drásticamente los valores de factor de potencia de la red de distribución y en especial en el punto de entrega transmisora-distribuidora.

El perfil de voltaje se ve claramente modificado, en concreto, los valores de voltaje en cada una de las terminales estudiados es incrementado, en especial en aquellos más alejadas del alimentador, para cada escenario de operación de las plantas. De acuerdo al análisis de los datos podemos decir que la

conexión de estas plantas dentro de una red de distribución puede utilizarse para mejorar perfil de voltaje a lo largo de la misma.

El aporte en distorsión armónica es bastante mínimo ya que los inversores cumplen con normativas internacionales UL1741 o IEC62109.

Aun cuando la corriente de cortocircuito corresponde a la corriente nominal de un generador fotovoltaico, el aporte a la corriente de cortocircuito de la red es poco apreciable, tal como se observa en las diferencias encontradas en los datos de las tablas X y XI.

La operación óptima de los generadores fotovoltaicos se da cuando los inversores con configurados a trabajar con un factor de potencia dinámico. Con esta configuración los valores de factor de potencia se mantiene dentro de los límites permisibles, el perfil de voltaje de la red se mejora, la distorsión armónica se encuentra dentro de los límites permisibles y no se incurre en la necesidad de un banco de capacitores.

VII. REFERENCIAS

- [1] MAGAÑA, C., MORÁN, R. Y ORELLANA, S. (2011) Trabajo de graduación: Análisis de las normativas requeridas para la interconexión efectiva de pequeñas centrales de energías renovables en sistemas de distribución. Caso específico: mini central hidroeléctrica La Chácara. UCA.
- [2] MERY, B. y VACAREZZA, T. (2013). Trabajo de investigación: Tendencias actuales de precios y tecnologías en plantas de generación fotovoltaica. Pontificia Universidad Católica.
- [3] SIGET (2014). Inversiones en el Sector Eléctrico y Consolidación de la Integración Energética Regional.
- [4] SIGET (2013). Bases del Proceso de Libre Concurrencia y Contrato tipo para Proyectos de Generación distribuida renovable Numero CAESS-CLPRNV-001 -2013.
- [5] SIGET (2014). Informe sobre la gestión-Quinquenio 2009-2014
- [6] LONGATT, F. (2007) Cortocircuito Simétrico. Universidad Nacional Politécnica de la Fuerza Armada Nacional, Venezuela.