



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

ARTÍCULOS PROFESIONALES DE ALTO NIVEL

TEMA:

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN EN ESTADO
TRANSITORIO Y PERMANENTE DE LA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE

AUTOR:

DANIEL MAURICIO GUILLÉN LÓPEZ

DIRECTOR:

JOHNNY XAVIER SERRANO GUERRERO

CUENCA - ECUADOR
2022

Autor:



Daniel Mauricio Guillén López

Ingeniero Electrónico.

Magister en Administración de Empresas, Mención Finanzas.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.

dguillenl@est.ups.edu.ec

danielmauricio3@yahoo.com

Dirigido por:



Johnny Xavier Serrano Guerrero

Ingeniero Electrónico.

Máster en Tecnología Energética para el Desarrollo Sostenible en especialidad Eficiencia Energética.

Doctor en Ingeniería y Producción Industrial.

jserranog@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

GUILLÉN LÓPEZ DANIEL MAURICIO

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN EN ESTADO TRANSITORIO Y PERMANENTE DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN EN ESTADO TRANSITORIO Y PERMANENTE DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIO VOLTAJE

1st Daniel Guillén-López
Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca, Ecuador
dguillenl@est.ups.edu.ec

2nd Xavier Serrano-Guerrero
Universidad Politécnica Salesiana
Grupo de Investigación en Energías
Cuenca, Ecuador
jserranog@ups.edu.ec

Resumen—Sistemas de generación con potencias cada vez más grandes se conectan a las redes de distribución, por lo tanto, es necesario analizar el impacto que tienen en las líneas de media tensión. En este trabajo se propone una metodología para la evaluación en régimen estable y transitorio de un sistema de generación incorporado a una red de media tensión. Para cumplir este objetivo, se evalúa el alimentador en condiciones normales y con generación máxima. Se utiliza el programa CYME 8.0 REV 11 para evaluar en régimen permanente, los perfiles de voltaje, la cargabilidad, las pérdidas de potencia, las corrientes de cortocircuito y la coordinación de protecciones. Para régimen transitorio se utiliza Power Factory, con el fin de determinar el comportamiento en condiciones de falla. El estudio presenta un comparativo de datos, que permite desde el punto de vista técnico, analizar con precisión claramente el comportamiento de la red de distribución con un sistema de generación distribuida. Finalmente, se evidencian los beneficios de la incorporación de un sistema de generación un una red de distribución, desde diferentes puntos de vista técnicos, con algunas pequeñas consideraciones a tener en cuenta en condiciones de fallas transitorias.

Index Terms—Generación distribuida, biogás, flujo de carga, transitorios, cortocircuitos, DGS, distribución, medio voltaje, cbema.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de generación distribuida (DGS, por sus siglas en inglés), han crecido de manera sustancial en los últimos años, principalmente los considerados energías renovables, generando grandes retos para garantizar la calidad y la estabilidad del servicio en los alimentadores a los que se encuentran conectados. Migrando de un flujo unidireccional o radial en este tipo de redes a un flujo bidireccional el cual amerita ser analizado [1].

Los DGS tienen algunas ventajas tales como, facilidad del arranque y parada, contribución para satisfacer la demanda, disminución de las pérdidas en la red de transmisión y mejora el perfil de voltaje en las cargas cercanas [2]. Sin embargo, sistemas con potencias considerables respecto a la potencia en demanda mínima del alimentador presentan retos y dificultades ligadas a la seguridad de la red y la calidad del servicio. Como menciona el autor Yuri, el funcionamiento en paralelo de los DGS, con las redes de distribución presentan una clara mejora en el perfil de voltaje en los nodos de la red, pero,

pueden generar fluctuaciones de voltaje, ruido o parpadeo, durante eventos de conmutación o falla, que incluso pueden ser visibles por los usuarios, causando una sensación de inestabilidad en el servicio [3]. La variación de voltaje o ruido en la red, es producido por el comportamiento dinámico de la máquina en eventos de conmutación o falla [3], por lo tanto el ingreso de un DGS en una red de distribución amerita un exhaustivo análisis y evaluación del impacto real en el sistema de distribución al que se encuentra conectado.

La revisión de la literatura ha permitido identificar los cuatro aspectos más importantes a considerar para conectar un generador en una red de media tensión:

1) *Flujos de Potencia*: El estudio de los flujos de carga es uno de los más importantes para el análisis de un sistema de potencia moderno. Hoy en día se utilizan métodos computacionales basados en el método de Newton-Raphson (NR), el cual presenta la ventaja de converger con menor cantidad de iteraciones comparado con otros métodos como el de Gauss-Seidel [4].

Es necesario replantear los parámetros de operación y distribución de las redes de media tensión [5]. Por lo tanto, es imprescindible realizar estudios a profundidad utilizando programas modernos [6], que permitan analizar los datos, simular nuevas integraciones de DGS para determinar de una manera precisa el comportamiento de la red de distribución y sus componentes, tanto en configuración normal, como en condiciones de contingencia.

2) *Cortocircuitos*: De acuerdo a Lucian Ioan [7], los niveles de cortocircuitos en una red con generación distribuida aumentan comparada con su configuración inicial, razón por la cual, es importante determinar el grado de afección a la red y sus equipos en condiciones de falla. Las corrientes de corto circuito normalmente son menores a medida que se alejan de la cabecera del alimentador, pero se ven incrementadas de una manera significativa en presencia de generación distribuida [8], llegando a valores mayores al 100 % de acuerdo a las condiciones del sistema y potencia instalada.

Por otro lado, el análisis de diferentes fallas planteado por C.S. Teo [9], en una red con generación distribuida, concluye que las corrientes de falla que ocurren hacia arriba del punto de conexión de la generación distribuida permanecen relativamente iguales, mientras que, cuando el punto de falla es

aguas abajo del punto de conexión hay una magnitud más alta de corriente de falla.

Resulta fundamental analizar los efectos y las capacidades térmicas en todos los elementos de la red, así como también, el comportamiento de los transitorios que se generan durante una falla en la red de media tensión y como afecta el hecho de tener generación distribuida en la misma [10].

3) *Coordinación de protecciones*: La principal consideración cuando se plantea un proyecto de generación distribuida, sin importar su naturaleza es garantizar la seguridad del sistema de generación y de la red a la que se conecta.

En primer lugar, se debe garantizar que el DGS no opere en isla, ya que, la demanda del alimentador normalmente es mucho mayor a la máxima capacidad de generación [11]. En [12], se detalla las funciones de protección de salto vector (ANSI 78) y tasa de variación de frecuencia df/dt (ANSI 81R), utilizadas en para evitar la operación en isla del sistema de generación, estableciendo que el tiempo de operación de estas funciones debería ser de máximo 250ms.

Desde el punto de vista del alimentador, lo importante es poder despejar una falla lo más rápido posible garantizando coordinación. Aidan Foss [11] expresa, que la generación distribuida en una red debe ser capaz de detectar una falla y despejarla dentro de los 200ms, sin importar el lugar de la falla dentro del alimentador. Por tanto, es fundamental calibrar adecuadamente la sensibilidad y selectividad de las protecciones de sobre corriente y sobrecarga ANSI 50/51.

4) *Análisis en régimen Transitorio*: Isadora C. [13] sostiene que la máquinas síncronas conectadas a sistemas radiales pueden proveer carga reactiva a la red y por ende a los consumidores. Sin embargo, durante una falla se incrementan las corrientes y voltajes en la red hasta que se ejecute el despeje de la falla. Kandukuri Surendra [14] analiza los niveles de falla en sistemas considerando generación distribuida comparando generación distribuida mediante máquinas síncronas conectadas a la red, con inversers de similares potencias en las mismas condiciones, concluyendo que el aporte de corriente de falla con las máquinas síncronas es mayor al aportado por inversers.

La normativa IEEE 1547.7-2013 [15] establece que un equipo puede ser mas vulnerable frente variaciones de voltaje, si las oscilaciones se encuentran fuera de la curva ITIC (CBEMA-2000)(Curva de tolerancia de tensión) [16], [17] Figura 1, por lo tanto es importante realizar el análisis para determinar los valores de voltaje transitorios debido a los eventos ya mencionados, para determinar las condiciones del sistema en caso de una contingencia.

El trabajo de Luka Strezoski [19], muestra un análisis en tiempo subtransitorio, tansitorio y estado estable de sistemas con generación distribuida, pero únicamente con simulaciones y con plantas estándar, estableciendo como conclusiones que se deber ia realizar estudios en situaciones reales.

En este artículo se analiza la inclusión de un DGS en una red de eléctrica real, en demanda mínima y máxima con escenarios

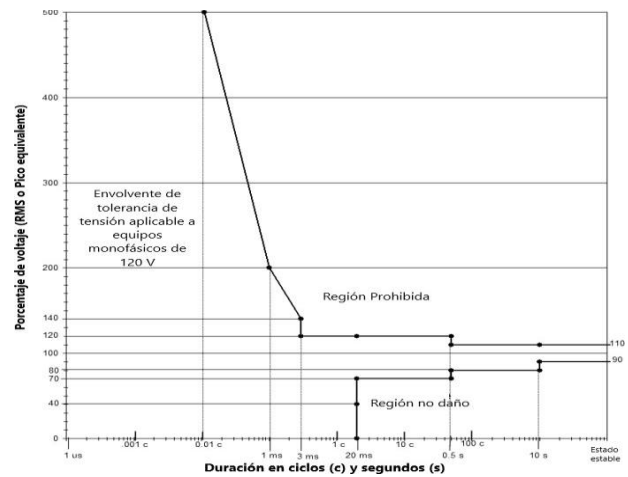


Figura 1: Curva ITIC CBEMA [18]

sin generación y con generación de 1.72MW.

II. DESARROLLO

A. Recopilación de la información

1) *Ubicación y tipo del proyecto*: La planta de generación de Pichacay, consta de una unidad de 1.05MW nominales, con un motor de combustión interna con biogas como combustible. El biogas se genera en un relleno sanitario ubicado en la Parroquia Santa Ana, a 21 km de la ciudad de Cuenca a 2600m.s.n.m. (Coordenadas UMT; E: 729996 S: 9671881), tal como se muestra en la Figura 2. El sitio pertenece a la Empresa Pública de Aseo de Cuenca (EMAC EP) [20]. La operación de la planta está a cargo de la empresa ENERGY COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA CEM (EMAC-BGP).

Para aprovechar el excedente en la producción de biogas se plantea instalar una segunda unidad igual a la primera (1.05MW), teniendo una potencia nominal total de 2.1MW y una potencia efectiva de 1.72MW, según información de fabricante, debido al porcentaje de derrateo debido a la altura a la que la central se encuentra instalada.

Las unidades de generación están conectadas a una barra común, luego a un transformador elevador y finalmente a los equipos de medición y maniobra de la subestación. Se entrega energía a 22kV en el punto común de conexión (PCC), en el alimentador 321 de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR [21], representado en la Figura 2.

En la Figura 2 se han resaltado algunos puntos de interés, con círculo tomate se indica la ubicación de la cabecera del alimentador 321, los círculos de color morado presentan las ubicaciones de los reconectores y con círculo verde se tiene la ubicación de la central de generación Pichacay.

2) *Configuración del alimentador*: Otro aspecto importante es conocer la configuración completa del alimentador y el detalle de la ubicación de los equipos de corte, operación,

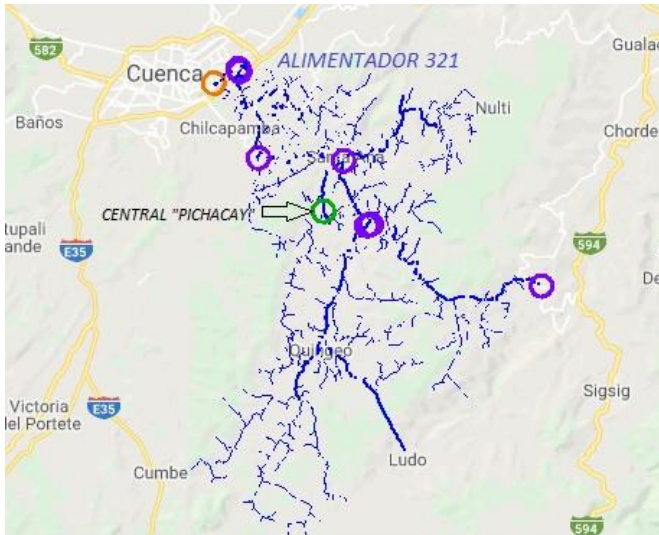


Figura 2: Alimentador 321 y ubicación de la central Pichacay

medición, protección tanto del alimentador como del DGS. En la Figura 3 se presenta el diagrama unifilar simplificado con los equipos más relevantes del alimentador 321. La central Pichacay, se encuentra a 18 km de la cabecera del alimentador.

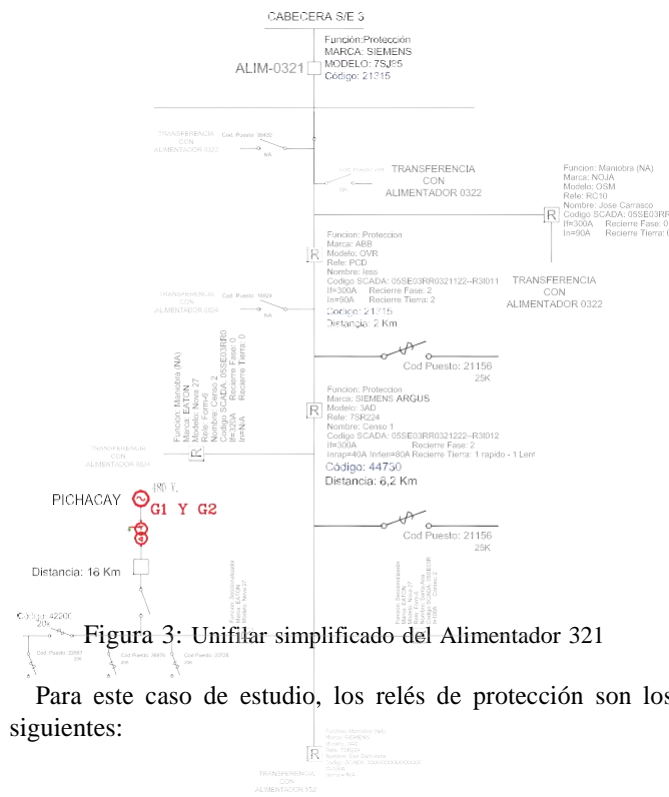


Figura 3: Unifilar simplificado del Alimentador 321

Para este caso de estudio, los relés de protección son los siguientes:

- En la Cabecera (8040) el relé Siemens 7SJ85.
- Primer reconectador IESS (21315) el relé ABB PCD2000.
- Segundo reconectador CENSO_1 (44730) el relé SIE-MENS 7SR244.
- Para la protección del transformador elevador de Pichacay SCHWEITZER SEL787.
- Para la protección del generador el relé SCHWEITZER SEL 451.

Es importante conocer el cable con el que está construida la red trifásica troncal de media tensión, para el alimentador 321, el conductor es un ACSR.3/0 con una capacidad nominal de 315 amperios [22].

La empresa distribuidora definió los puntos de interés del estudio tanto en régimen permanente como transitorio. Con el fin de proteger adecuadamente la infraestructura, se solicitó calibrar los arranques para las protecciones de sobrecorriente (ANSI 51) de la siguiente manera:

- Para fallas de fase tanto en la cabecera como en los reconectores 300A.
- Para fallas monofásicas de la cabecera y el primer reconectador 80A.
- Para fallas monofásicas del segundo reconectador 80A para la curva lenta.
- Para fallas monofásicas del segundo reconectador 40A para la curva rápida.

3) Establecer demandas de potencia máximas y mínimas:

La proyección de la demanda del alimentador es fundamental en este tipo de estudios, la cual fue suministrada por la empresa distribuidora. En este estudio se utilizan datos para año 2020, ya que es el año de entrada del proyecto, es decir, el alimentador en demanda mínima tiene una potencia de $P=3.10$ MW y $Q=0.57$ MVAR, mientras que en condiciones de demanda máxima $P=5.90$ MW y $Q=0.87$ MVAR. Dependiendo del análisis que se realice se deberá calibrar el modelo del alimentador con la demanda máxima o mínima.

4) Datos técnicos de la subestación y del generador: La central Pichacay, cuenta con una subestación con equipos de corte y medición, además de un transformador elevador cuyos datos de placa se presentan en la tabla I.

Datos de placa del transformador elevador		
Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal	2200	[kVA]
Voltaje nominal Prim/Sec	22000/480	[V]
Corriente nominal Prim/Sec	57.7/2646	[A]
Nivel de aislamiento Prim/Sec	30/150	[kV]
Número de fases	3	-
Frecuencia	60	[Hz]
Grupo de Conexión.	ynD11	-
Impedancia (85 °C)	4.1	[%]
Operación	3000	[m.s.n.m.]

Tabla I: Alimentador 321 en demanda máxima sin generación

En la central hay dos generadores marca LEROY SOM-MER de iguales características, la potencia mínima de generación establecida es de 340 kW con una unidad, mientras que la máxima es de 1720 kW con las dos unidades a plena carga, el voltaje nominal es de 480 V y la frecuencia 60Hz. No se considera entrega de reactivos, ya que no se solicitan en el contrato de funcionamiento suscrito.

Para realizar el análisis de transitorios electromagnéticos (EMT por sus siglas en inglés) es necesario solicitar al fabricante de los generadores el detalle de las reactancias transitorias y subtransitorias, constantes de tiempo, reactancias de secuencia positiva, negativa y cero. En la tabla II se presentan los datos entregados por el fabricante de los generadores.

Datos técnicos de reactancia y constantes de tiempo del DGS de Pichacay					
Parámetro	Denominación	Valor	Unidad	Factor de corrección	Unidad
Reactancia Sincrona Saturada de eje directo	X _d Unsat.	4.0729771	407.3	0.602	Ω
Reactancia Sincrona de eje en cuadratura no saturada	X _q Unsat.	2.444	244.4	0.361	Ω
Reactancia Transitoria de eje directo Saturada	X' _d Sat	0.202	20.2	0.03	Ω
Reactancia Transitoria de eje directo no Saturada	X' _d Unsat	0.237	23.7	0.035	Ω
Reactancia transitoria de eje en cuadratura no saturada	X' _q Unsat	2.444	244.4	0.361	Ω
Reactancia Subtransitoria de eje directo Saturada	X" _d Sat	0.17148179	17.1	0.025	Ω
Reactancia Subtransitoria de eje directo no Saturada	X" _d Unsat	0.202	20.2	0.03	Ω
Reactancia Subtransitoria de eje en cuadratura saturada	X" _q Sat	0.18012097	18	0.027	Ω
Reactancia de Secuencia negativa Saturada	X ₂	0.17580138	17.6	0.026	Ω
Reactancia de Secuencia cero no saturada	X ₀	4.905992E-03	0.5	0.001	Ω
Resistencia de secuencia de grupo	r _á	0.0108	1.1	0.004	Ω
Resistencia de secuencia positiva	r _l	0.07748179	7.772	0.025	Ω
Resistencia de secuencia negativa	r _ó	0.067	6.722	0.008	Ω
Corto circuito de Armadura:					
Contante de tiempo	T _a				27
Constante de tiempo de transitorio de eje directo en circuito Abierto	T' _{do}				3634
Constante de tiempo de transitorio de eje directo en corto circuito	T' _d				180
Constante de tiempo de transitorio de eje en cuadratura en circuito Abierto	T' _{qo}				3245
Constante de tiempo de transitorio de eje en cuadratura en corto circuito	T' _q				161
Constante de tiempo del subtransitorio de eje directo en circuito Abierto	T" _{do}				21
Constante de tiempo del subtransitorio de eje directo en corto circuito	T" _d				18
Constante de tiempo del subtransitorio de eje en cuadratura en circuito Abierto	T" _{qo}				3245
Constante de tiempo del subtransitorio de eje en cuadratura en corto circuito de excitación	T" _q				18
Constante de tiempo del subtransitorio de eje en cuadratura en corto circuito de excitación	T _f				1440
Constante de tiempo de corto circuito	T.C.C.				2007
Resistencia de inductancia de armadura	r _b	0.251	25.1	0.0238	Ω
Resistencia de acuerdo a IEC	r _{IEC}	0.257	2.57	0.0038	Ω
Factor de corrección	KG	0.8979			

Tabla II: Datos técnicos generador Pichacay, reactancias y constantes de tiempo

También es necesario contar con las plantas de control, tanto del regulador de velocidad (AVR), como del gobernador (GOV), suministradas por el fabricante del generador [23]. La información debe incluir, el diagrama de control del AVR (Figura 4) con sus constantes (tabla III), el diagrama de control del GOV (Figura 5) con sus respectivas constantes de tiempo (tabla IV).

5) *Modelado del alimentador*: Una vez que se cuenta con la información completa recopilada, se la agrega en el modelo base (programa CYME 8.0 REV 11) del alimentador 321, suministrado por la empresa distribuidora. Para el análisis en estado estable calibra el modelo de la siguiente manera:

- Se incluye la subestación Pichacay junto con el transformador, interruptor de seccionamiento y los dos generadores.
- Se ingresa los datos del transformador elevador de Pichacay.
- Se ingresa los datos de potencias del generador y los datos técnicos según tabla II.

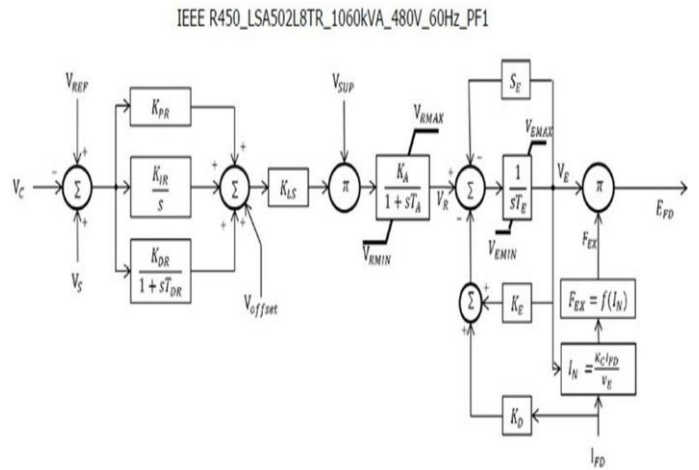


Figura 4: Función de transferencia del AVR [23]

IEEE R450 LS/ 502L8TR 1060KVA 480 60Hz		
CONSTANTE	Valor	Unidad
K _{PR}	2.15	
K _{IR}	5.15	
K _{DR}	0.174	
T _{DR}	0.006	
T _A	0.022	
K _A	1	
I _{FDO}	32	[A]
I _{FDO base}	29.3	[A]
V _{RMax}	13.87	[p.u.]
V _{RMin}	0	[p.u.]
I _{EXC base}	0.26	[A]
E _{FD0 base}	18.2	[V]
T _E	0.242	[sec]
K _E	1	
S _{E Max}	0.21	[p.u.]
V _{E Max}	12.77	[p.u.]
K _D	2.1	
K _C	0.42	
K _{LS}	1	
T _A	0.007 < T _A < 0.130	

Tabla III: Constantes del AVR [23]

- Se agrega todos los relés de protección de acuerdo a los datos suministrados por la empresa distribuidora, en la cabecera (8040) el Siemens 7SJ85, en el reconector IESS (21315) el ABB PCD2000, en el reconector CENSO_1 (44730) el SIEMENS 7SR244.
- Se prepara el modelo realizando la distribución de carga de acuerdo al escenario a analizar, teniendo presente que los generadores estén desconectados para este fin.

B. Simulaciones

A continuación, se presentan los puntos más importantes de simulación para el estudio de un nuevo sistema de generación a biogas, requerido por la empresa distribuidora y la regulación.

1) *Cargabilidad y Flujos de Potencia*: Al analizar la carga-bilidad en la red de media tensión, se encontró que las líneas con mayor cambio se encuentran a la salida de la cabecera del alimentador (*Línea aérea por fase - 49535_MTA*) y a la de salida del proyecto Pichacay en el PCC (*Línea aérea por fase - 129764_MTA*). Estos valores se presentan en las tablas

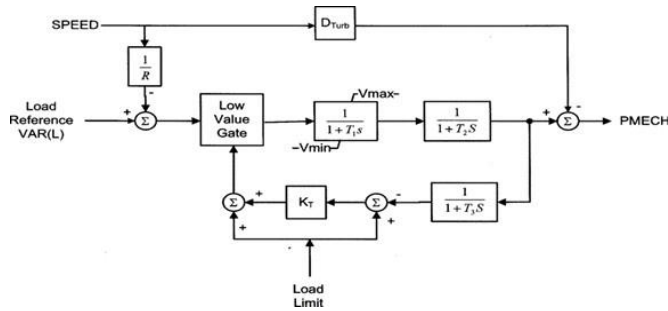


Figura 5: Función de transferencia del gobernador (GAST) [23]

Variables GAST MC DEL			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caida de Velocidad	R	0.05	[pu]
Constante de tiempo del controlador	T1	0.4	[s]
Constante de tiempo del actuador	T2	1	[s]
Constante de tiempo del compresor	T3	3	[s]
Limite de carga a temperatura ambiente	AT	1	[pu]
Factor de la Turbina	Kt	2	[pu]
Factor de pérdida por fricción		0	[pu]
Potencia nominal de la turbina (=0->PN=Pgnn)	PN	0	[MW]
Salida mínima del controlador		0.63 MVAR	[pu]
Salida máxima del controlador		0.240 MVAR	[pu]

Tabla IV: Datos de la función de transferencia del GOV_GAST [23]

V y VI, las cuales sintetizan la cargabilidad del alimentador 321, en sus elementos de mayor variación.

Es importante considerar que la red troncal trifásica del sistema de distribución del alimentador 321 está construida con un cable ACSR.3/0 con una capacidad nominal de 315 amperios [22].

Cuadro de flujo de carga a la Cabecera						
Línea aérea por fase - 49535 MTA						
	V	I	P	Q	W	ARGA (%)
A	13.15	162.2	173.37	105.72	12.48	6.48
B	13.15	144.52	1993.21	1883.27	283.44	48.88
Cuadro de flujo de carga a la Salida del generador						
Línea aérea por fase - 129764 MTA						
	V	I	P	Q	W	ARGA (%)
A	13.15	1.63	1.62	1.47	1.48	6.48
B	13.15	9.68	39.9	39.81	9.46	9.96

Tabla V: Alimentador 321 en demanda máxima sin generación

Cuadro de flujo de carga a la Cabecera						
Línea aérea por fase - 49535 MTA						
	V	I	P	Q	W	ARGA (%)
A	13.15	162.16	173.43	104.85	12.48	6.48
B	13.16	103.49	1338.88	1331.62	280.57	33.72
Cuadro de flujo de carga a la Salida del generador						
Línea aérea por fase - 129764 MTA						
	V	I	P	Q	W	ARGA (%)
A	13.15	1.60	1.60	1.90	1.90	6.48
B	13.00	43.20	159.80	159.80	26.90	17.87

Tabla VI: Alimentador 321 en demanda máxima con generación máxima

Cuando el alimentador 321 se encuentra en condiciones de demanda máxima y sin generación (ver tabla V), la corriente en la fase A en la línea 49535 MTA es de 162.2A que

representa el 51.49 % de cargabilidad en la línea de salida de la cabecera del alimentador. En la fase A de la línea 129764 MTA tiene un valor de 1.53A que representa el 0.49 % de cargabilidad en la línea del PCC del DGS.

En el segundo escenario (tabla VI), el alimentador se encuentra en las mismas condiciones de demanda, pero con una generación de 1.72MW. Se puede ver que la corriente en la fase A en la línea de la cabecera disminuye a 119.46A, lo que representa una cargabilidad de 37.92 %. A la salida del SGD en la línea del PCC se tiene una corriente de 42.0A, es decir un 13.33 % de cargabilidad.

En todas las condiciones, la cargabilidad en la red es menor al 75 % indicado en el procedimiento.

Flujo de potencia: Alimentador 321 en demanda máxima

Se realiza el análisis del alimentador 321 en demanda máxima, con los escenarios variables de carga del generador, determinando el perfil de voltaje en todos los nodos del alimentador.

En la Figura 6, se presenta el perfil de voltaje de todos los nodos del alimentador 321, sin generación (Figura 6a) y con generación máxima (Figura 6b). Para facilidad de revisión se han trazado unas líneas de referencia de voltaje colocadas a un valor de $\pm 5\%$ del voltaje nominal fase neutro, es decir V_{max} a 13.335 kV y V_{min} a 12.065 kV. Estos valores representan la máxima variación de voltaje máximos permitida por la empresa distribuidora, cabe destacar que la regulación nacional permite hasta una variación $\pm 6\%$ del voltaje nominal.

Al analizar los perfiles de voltaje del alimentador en demanda máxima (Figura 6) se evidencia lo beneficioso que resulta tener generación distribuida en una red de distribución. Los perfiles de voltaje tienen una mejora notable.

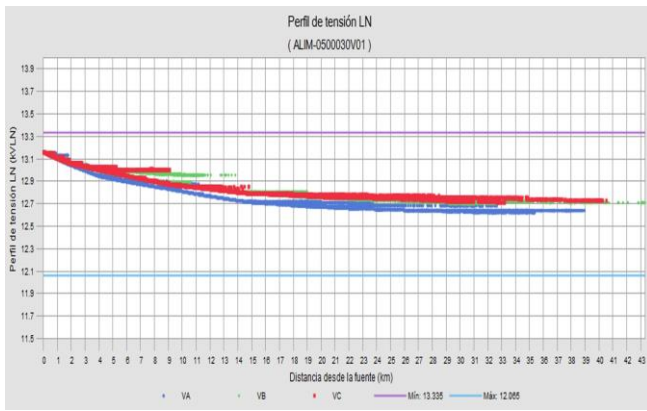
El voltaje de fase mínimo registrado en el alimentador es de 12.62 kV sin generación que constituye un -0.63 % inferior al voltaje nominal, mientras que en condiciones de generación máxima el voltaje es de 12.831 kV que constituye un 1.03 % superior al voltaje nominal. Los niveles de voltaje del alimentador mejoran directamente proporcional a la potencia activa inyectada por el SGD.

Es importante resaltar que la licencia de operación de Pichacay no considera la generación de reactivos. Con la generación de reactivos se podría realizar un mejor control de los perfiles de voltaje y reducir las pérdidas técnicas del alimentador.

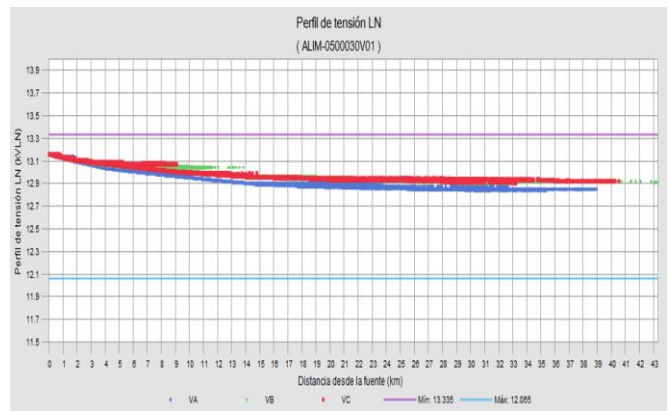
Flujo de potencia: Alimentador 321 en demanda mínima

En esta sección se presenta el análisis del alimentador 321 en demanda mínima, con los escenarios variables de carga del generador, determinando el perfil de voltaje en todos los nodos.

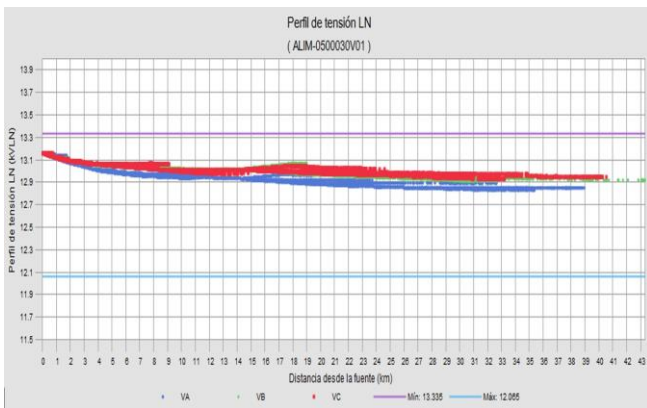
En la Figura 7, se presenta el perfil de tensión de todos los nodos del alimentador 321, sin generación (Figura 7a) y con generación máxima (Figura 7b), para facilidad de revisión se incluyen unas líneas de referencia de voltaje colocadas a un valor de $\pm 5\%$ del voltaje nominal fase neutro.



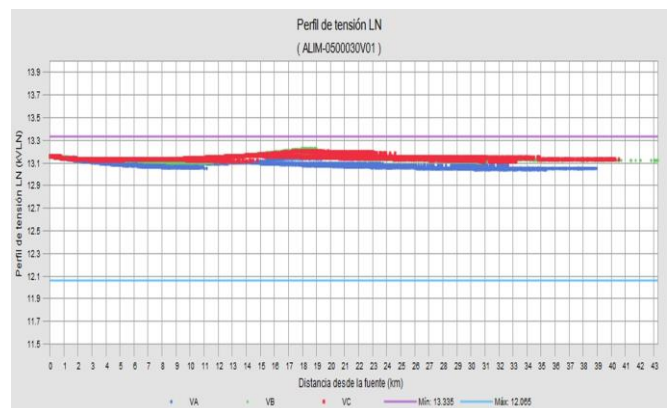
(a) Alimentador 321 demanda máxima sin generación



(a) Alimentador 321 demanda mínima sin generación



(b) Alimentador 321 demanda máxima con generación 1.72 MW



(b) Alimentador 321 demanda mínima con Generación 1.72 MW

Figura 6: Perfil de voltaje del alimentador 321 en demanda máxima

Figura 7: Perfil de voltaje del Alimentador 321 en demanda mínima

Al observar la Figura 7 (alimentador en demanda mínima), se recalca que el perfil de voltaje mejora y se mantiene dentro de los valores requeridos.

El voltaje de fase mínimo registrado en el alimentador es de 12.826 kV sin generación que constituye un 0.99 % superior al voltaje nominal, mientras que en condiciones de generación máxima el voltaje mínimo sube a 13.043 kV que constituye un 2.70 % del voltaje nominal, presentando un voltaje máximo en estas condiciones de 13.24 kV que es el 4.25 % superior al voltaje nominal. Es importante destacar que los valores de voltaje se mantienen dentro de lo solicitado por la regulación, a todas las potencias de generación.

Pérdidas de potencia del alimentador en demanda máxima

Es importante revisar el comportamiento de las pérdidas técnicas en el alimentador. Este tipo de pérdidas de potencia son difíciles de mitigar, ya que dependen de las características físicas de la red de media tensión. La generación distribuida disminuye las corrientes pasantes por la red de distribución, principalmente en lugares cercanos a la cabecera. Esto genera un ahorro de energía por disminución de pérdidas técnicas en el cableado del sistema de media tensión. Para ejemplificar lo mencionado, en la tabla VII, se presenta una comparación de las pérdidas de potencia en el alimentador, sin generación y

con generación máxima, demostrando el potencial que tiene la generación distribuida para conseguir redes más eficientes.

Reporte de la carga del alimentador en demanda máxima para el año 2020										
Subestación: 0500030V01										
G1=0kW, Pot G2=0kW	Carga total		Generadores		Pérdidas totales		Costo Anual		Pérdidas	
Nombre de la red	kW	kvar	kVA	kW	FP (%)	kW	kvar	kVA	MWh/año	k\$/año
ALIM-0500030V01	2899.11	811.19	2983.09	0.00	100.00	225.09	248.32	414.89	1319.10	3151.91
G1=860kW, G2=860 kW	Carga total		Generadores		Pérdidas totales		Costo Anual		Pérdidas	
Nombre de la red	kW	kvar	kVA	kW	FP (%)	kW	kvar	kVA	MWh/año	k\$/año
ALIM-0500030V01	4178.48	847.17	4263.50	1719.98	100.00	180.69	325.94	372.67	1156.82	3115.68
AHORRO DE PERDIDAS DE POTENCIA CON GENERACION MAXIMA										
	kW	kvar	kVA	MWh/año	k\$/año					
	44.40	22.58	42.22	162.28	516.23					

Tabla VII: Comparación de pérdidas de potencia alimentador 321

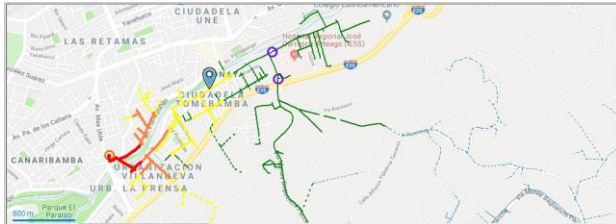
2) *Cortocircuitos*: Para el estudio de corto circuitos en la red de distribución analiza la red en dos escenarios de carga [24]. En primer lugar las unidades de generación no deben estar conectadas a la red, y en segundo lugar con las dos unidades de generación conectadas y aportando potencia a la red.

Se utilizó el programa CYME 8.0 REV 11, con el módulo de análisis de fallas bajo el estándar IEC 60909 [25] para análisis de corto circuitos. Se analizó un escenario de corto circuito máximo. Con el fin de mostrar de una manera gráfica, se definieron rangos o franjas de corriente (tabla VIII) para presentar los niveles de corto circuito del alimentador 321, sin generación y con generación máxima. En la Figura 8 se presenta el resultado de la simulación en las dos condiciones

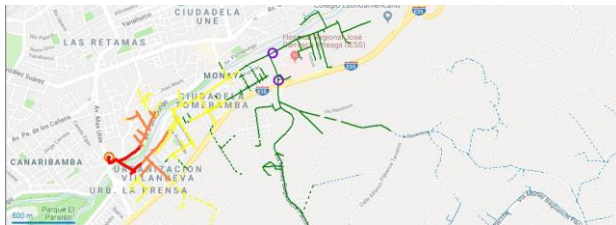
mencionadas y se puede ver que no hay mayor variación en los dos escenarios, por lo tanto el aporte de corriente de falla del DGS es mínimo.

COLOR	Corriente desde [A]	Corriente hasta [A]
Rojo	11800	>11800
Amarillo	9000	11800
Naranja	6000	9000
Verde	3000	6000
Azul	0	3000

Tabla VIII: Rangos de corriente asignado a los colores de los gráficos de corto circuito



(a) Niveles de corto circuito sin generación



(b) Niveles de corto circuito con Generación 1.72 MW

Figura 8: Niveles de corto circuito del Alimentador 321

El aporte del DGS de Pichacay a las corriente de corto circuito del sistema es muy pequeño, como se puede en la figura de calor presentada 8. El valor de aumento en la corriente de falla menor a 300A, es decir, menos del 4 % en el peor de los escenarios. Cabe destacar que las corrientes de cortocircuito muy cercanas a la cabecera son de magnitud considerable, se debe tomar esta situación en cuenta para la selección de los equipos de protección y seccionamiento.

3) *Coordinación de protecciones:* Se plantea verificar la coordinación de protecciones entre el interruptor de la cabecera (8040), el reconectador IESS (21315) y el reconectador Censo 1 (44730), ubicados en el circuito troncal del alimentador 321 (Figura 3). El tiempo de coordinación entre equipos de protección en una red de distribución, es de 200 ms con el fin de mantener selectividad [26].

Los valores de arranque para las curvas de sobrecorriente se establecieron a al inicio del capítulo. Se procede con el estudio de coordinación para fallas de fase, las curvas usadas en los relés de protección son IEC VI (Muy Inversa). El comportamiento de las curvas y tiempos de operación, se puede ver en los manuales [27], [28], [29].

Para la coordinación de protecciones por sobrecorriente ANSI 50/51, se utilizó el módulo de simulación de corrientes

de corto circuito CymTCC, con un factor de seguridad de 1.1, impedancia trifásica de 5Ω. El diagrama de las curvas de coordinación de protecciones por sobrecorriente de fase se presenta en la Figura 9.

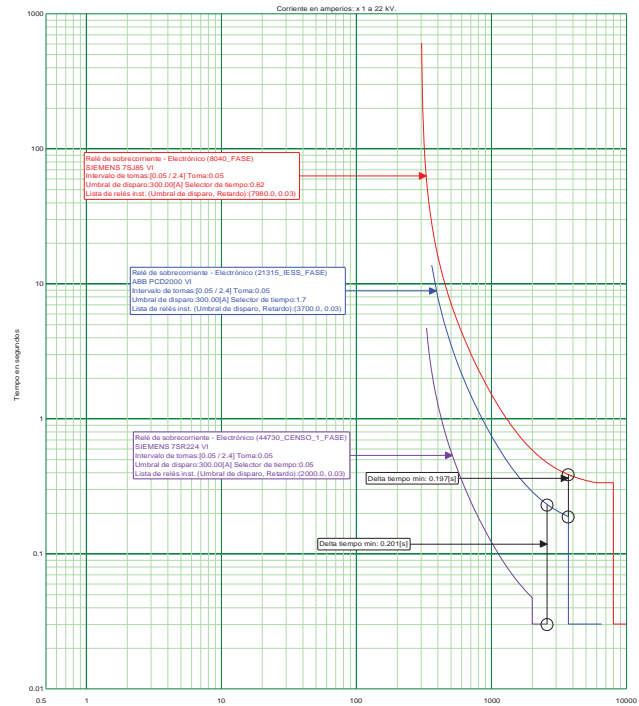


Figura 9: Coordinación por sobrecorriente de fase del alimentador 321

En la Figura 9, se puede ver la adecuada coordinación entre las tres curvas de fase IEC VI. La diferencia mínima de tiempo de disparo entre las curvas de coordinación de la Cabecera y el primer reconectador es de 197ms, mientras que entre el primer reconectador y el segundo hay una diferencia de tiempo de 201ms. En cada una de las curvas de la Figura 9, se ha etiquetado la información del tipo de curva, el valor de disparo instantáneo, el umbral de disparo y el dial o selector de tiempo.

Para la coordinación de sobrecorriente de monofásicas, se utilizó el módulo CymTCC, con un factor de seguridad de 1.1 y con una impedancia monofásica de falla de 20Ω. El valor de arranque monofásico es de 90A, para la cabecera (8040) y el primer reconectador (21315), se consideraron curvas monofásicas IEC VI. Para el segundo reconectador (44730) las curvas usadas son IEC EI, se calibraron dos curvas, una rápida con un valor de arranque de 40A. con el fin de proteger fusibles y una rápida con un valor de arranque de 80A para la coordinación con los dos dispositivos de protección hacia la cabecera del alimentador.

El resultado se presenta en la Figura 10, en la cual se puede ver las curvas de coordinación monofásicas. Entre la cabecera (8040) y el primer reconectador (21315) la separación mínima de tiempo entre curvas se mantiene en 202ms con y sin generación. Entre el reconectador 1 (21315) y el reconectador

2 (44730) los tiempos mínimos de separación entre curvas varían entre 201 ms. sin generación y 199 ms. con generación máxima. La curva de protección rápida en el reconectador 2 (44730) está sugerida para poder salvaguardar fusibles en caso de una falla monofásica, para este fin el reconectador debería trabajar con re-cierres. De esta manera queda la propuesta para garantizar selectividad y coordinación de protecciones para fallas monofásicas en el alimentador 321. En cada una de las curvas de la Figura 10, se ha etiquetado la información del tipo de curva, el valor de disparo instantáneo, el umbral de disparo y el dial o selector de tiempo.

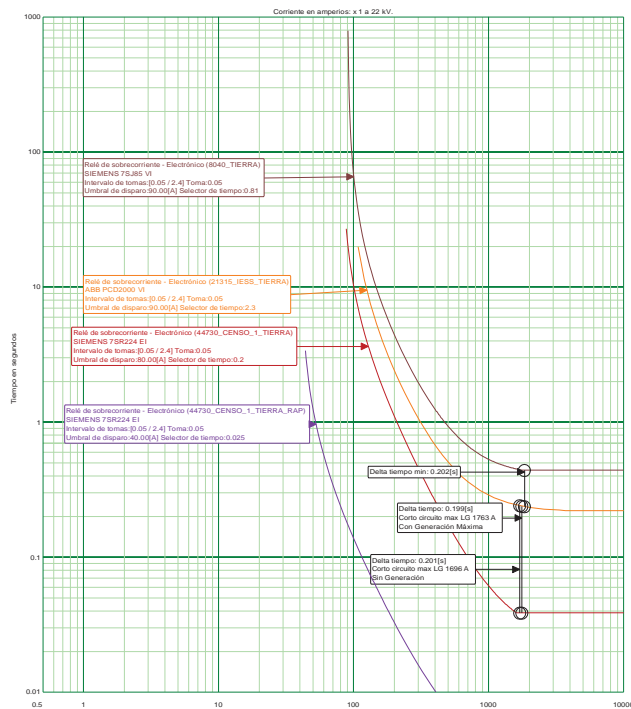


Figura 10: Coordinación por sobrecorriente monofásica del Alimentador 321

4) *Régimen transitorios:* Para este punto en particular del estudio se utilizó el programa DIGSILENT 2019 de Power Factory y el modelo base del alimentador 321, fue proporcionado por la empresa distribuidora.

Una vez validado el modelo base suministrado, con el fin de realizar la simulación en régimen transitorio es necesario agregar en el programa el detalle de la subestación Pichacay, el transformador y los generadores. Es importante ingresar todos los datos suministrados por el fabricante tanto del transformador (tabla I) como del generador, incluyendo todos los datos de reactancias transitorias, subtransitorias y constantes de tiempo (tabla II).

Para analizar los transitorios electromagnéticos (EMT) del sistema, en los generadores se configuran las plantas de control, tanto del regulador de velocidad (AVR), como del gobernador (GOV) con información suministrada por el fabricante. La información debe incluir, el diagrama de control del AVR (Figura 4) con sus constantes (tabla III), el diagrama de control

del GOV (Figura 5) con sus respectivas constantes de tiempo (tabla IV). Estos valores se ingresan en las plantas de control del generador seleccionado en el programa Power Factory para obtener una simulación de EMT cercana al comportamiento real.

El estudio de transitorios se lo realiza en demanda máxima para el año que ingresa el segundo generador de Pichacay (año 2020), con una demanda en la cabecera de 5.90MW y 0.870MVAR. Se procedió a cargar estos valores de demanda re-escalando las cargas del alimentador con la precaución de tener desconectada la generación de Pichacay. Una vez ingresada la información en la base de datos y se validó el escenario comparando los modelos del alimentador en CYME y Power Factory.

Luego de analizar varios escenarios, en este documento se presentan los resultados de mayor interés. Se aplica una falla de corto circuito monofásico inmediatamente después del reconectador CENSO 1 (44730) en la línea (LMTA_146163), con una resistencia de falla $R_g = 0\Omega$. Se determina que la corriente de corto circuito monofásica máxima en este punto es de 1703A y 1771A, con y sin generación respectivamente. Con el valor de corriente de determina que el tiempo de disparo del reconectador (44730) es de 32 ms. (ver figura 10). En la subestación de Pichacay el disparo se ejecuta 150 ms. después de quedarse en isla, mediante la actuación de las protecciones anti-isla (salto de vector y ROCOFF). Tomando estos tiempos de disparo como referencia, se generaron dos escenarios, sin generación y con generación máxima.

En el primer escenario, se realiza una falla monofásica en el punto descrito en pero sin generación, la secuencia de eventos se describe a continuación:

- 1. Falla monofásica en 0.050 segundos de iniciada la simulación.
- 2. Disparo del reconectador CENSO 1 (44730) a los 0.032 segundos de la falla (0.82 segundos en total)

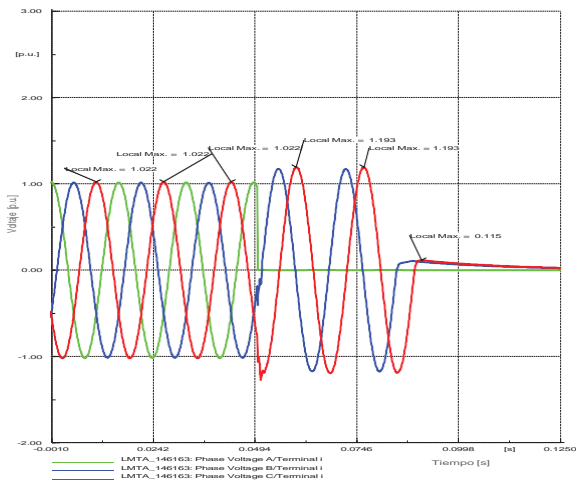
Los resultados de voltaje y corriente de la falla se presentan en la figura la Figura 11.

Los resultados de la falla se presentan en la figura la Figura 11. El voltaje en el punto de análisis, sin generación antes de la falla se encuentra en 1.022 p.u., y luego de la falla pasa a 1.193 p.u. durante dos ciclos, para finalmente al limpiar la falla con el disparo del reconectador el voltaje decae inmediatamente. La corriente, durante la falla, presenta valores hasta de 5.588 p.u. que son valores de acuerdo a lo esperado en el análisis.

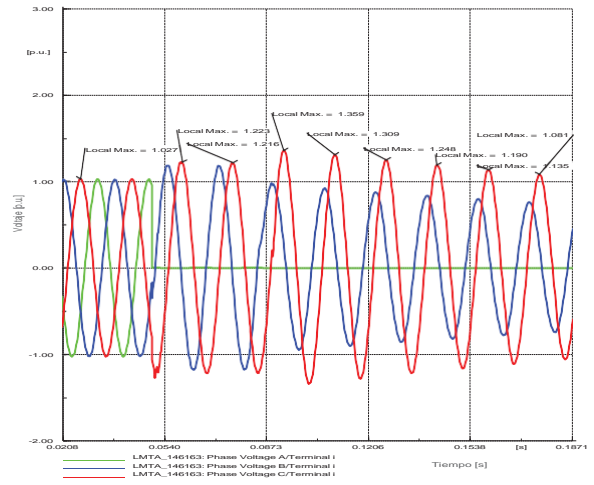
En el segundo escenario, se realiza una falla monofásica en el punto descrito pero con generación de las dos unidades, es decir con 1.72 MW. En este caso la secuencia de eventos es la siguiente:

- 1. Falla monofásica en 0.050 segundos de iniciada la simulación.
- 2. Disparo del reconectador CENSO 1 (44730) a los 0.032 segundos de la falla (0.82 segundos en total).
- 3. Disparo en Pichacay 0.150 segundos después de quedar en isla.

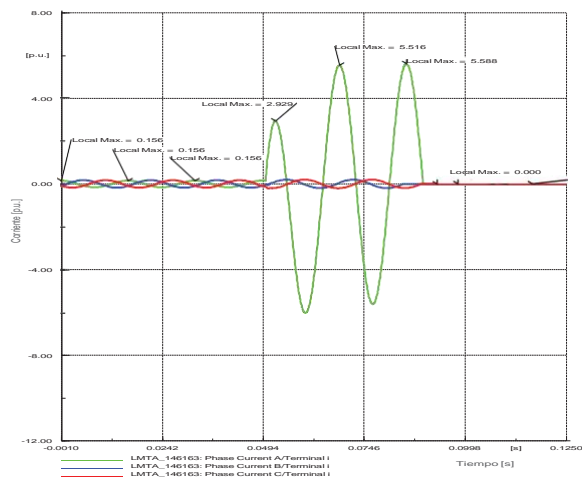
Los resultados de la falla se presentan en la figura la Figura 12. El voltaje en el punto de análisis, con el aporte del DGS,



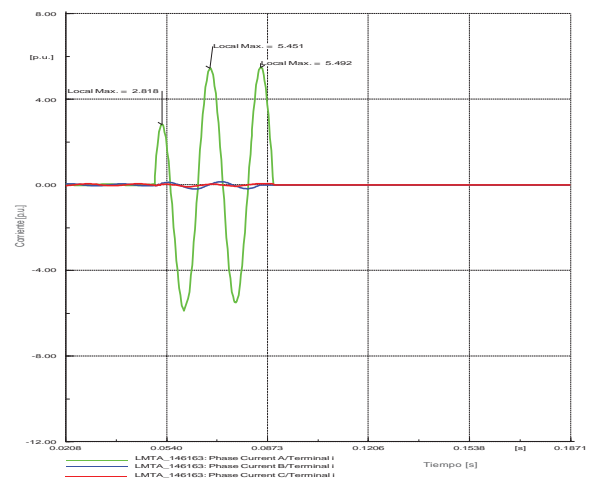
(a) Voltaje



(a) Voltaje



(b) Corriente



(b) Corriente

Figura 11: Resultado falla monofásica reconfigurador Censo 1 sin generación

Figura 12: Resultado falla monofásica reconfigurador Censo 1 con generación máxima

antes de la falla se encuentra a 1.027p.u. y luego del primer evento pasa a 1.223 p.u. y 1.216 p.u. Después del segundo evento, el voltaje presenta valores de 1.359 p.u., 1.309 p.u., 1.248 p.u., etc. con una pendiente decreciente leve debido al efecto de la generación distribuida. Finalmente, con el tercer evento, el disparo del interruptor de Pichacay despeja totalmente la falla. La corriente durante la falla presenta valores hasta de 5.492 p.u. que son valores de acuerdo a lo esperado en el análisis.

III. RESULTADOS

A. Análisis de Resultados

La inclusión de generación distribuida en una red de distribución de media tensión, mejora el perfil de voltaje del alimentador, llegando a un incremento del 1.03 % y 2.70 % en demanda mínima y máxima respectivamente, lo que coincide con el trabajo de Yuri [3].

El estudio presenta una disminución de las pérdidas técnicas reduciendo las corrientes pasantes en el sistema, especialmente en lugares cercanos a la cabecera del alimentador y por ende genera un ahorro económico. Kesici en su análisis tiene un resultado similar [1], con la diferencia que en su trabajo incluye la generación con reactivos, Ma Yiwei [2] también llega a esta conclusión.

Las corrientes de cortocircuito, que determinan la soportabilidad de los equipos constituyentes del sistema, presentan un incremento máximo del 4 %, razón por la cual no representa mayor incidencia en el comportamiento del sistema.

Para la coordinación de protecciones, la metodología propuesta cumple con los requisitos de protección y selectividad (Figuras 9 y 10), tanto para fallas de sobre carga como para fallas francas, garantizando la seguridad de la red de distribución.

En el análisis transitorio de voltaje, debido a la inclusión la generación de Pichacay es evidente, en el instante de tiempo

que el SGD queda en isla, se presentan valores de voltaje altos en el punto de análisis. Es decir, los valores de voltaje transitorios con generación presentados en la Figura 12, se mantienen en valores mayores a 130 % durante dos ciclos. Tomando en cuenta la curva CBEMA presentada en la Figura 1 el evento está fuera de los límites definidos por la misma. Esto significa que existe una probabilidad de daño en equipos electrónicos en este evento [15]. Cabe destacar que en este estudio, se considera el peor escenario, es decir, una falla monofásica con una resistencia a tierra de 0Ω , conociendo que la probabilidad de esta falla es muy baja.

B. Conclusiones y recomendaciones

La metodología propuesta cubre los puntos mínimos a ser analizados para la inclusión de la generación distribuida en redes de media tensión. Los resultados del estudio ponen en evidencia múltiples beneficios de tener generación distribuida de estas características en una red de distribución de media tensión.

El alimentador en general con la inclusión de la generación, en estas condiciones, mejora su perfil de voltaje, lo que genera una mejor calidad de servicio a los usuarios desde este punto de vista. Con la generación se disminuyen las pérdidas de energía por transmisión. La afección a las corrientes de cortocircuito son mínimas y están dentro de los límites operacionales establecidos. La coordinación de protecciones necesita ajustes mínimos para su óptimo funcionamiento.

Con respecto al estudio de fallas en régimen transitorio, hay un tiempo mínimo en el que las condiciones del voltaje, durante una falla monofásica con generación (Figura 12), están fuera de la curva de calidad CBEMA (Figura 1), pero la probabilidad es mínima de que se presente una falla monofásica franca a tierra con una resistencia de 0Ω .

Se podría profundizar el estudio analizando el comportamiento de la red con el sistema de generación distribuida entregando potencia reactiva a la red. Para constatar el voltaje de llegada a los clientes durante una falla se puede realizar una simulación incluyendo la red de baja tensión, luego de los transformadores de distribución.

REFERENCIAS

- [1] M. Kesici, R. Yapıcı, D. Güneş, B. Alboyacı, and Kurtoğlu, "Distributed generation control to solve voltage regulation problem in distribution networks: A real case study in turkey," in *2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)*, 2018, pp. 183–187.
- [2] Y. Ma, P. Yang, H. Guo, and J. Zeng, "Development of distributed generation system based on various renewable energy resources," *2011 4th International Conference on Power Electronics Systems and Applications, PESA 2011*, 2011.
- [3] Y. N. Bulatov, A. V. Kryukov, and K. V. Suslov, "Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation," in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2018, pp. 1–4.
- [4] M. Abokrishna, A. Diaa, A. Selim, and S. Kamel, "Development of newton-raphson power-flow method based on second order multiplier," in *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2017, pp. 976–980.
- [5] F. Therrien, M. Belletete, J.-S. Lacroix, and M. J. Reno, "Algorithmic aspects of a commercial-grade distribution system load flow engine," 2018.
- [6] H. Jmii, A. Meddeb, and S. Chebbi, "Newton-raphson load flow method for voltage contingency ranking." Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 12 2018, pp. 521–524.
- [7] L. I. Dulu, M. Abrudean, and D. Bic, "Impact of distributed generation upon reghin - lpus,na medium voltage line." Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2 2015.
- [8] F. M. Nuroğlu and A. B. Arsoy, "Voltage profile and short circuit analysis in distribution systems with dg," 2008.
- [9] C. S. Teo, J. Y. Wong, C. Tan, A. H. Bakar, and N. A. Rahim, "Short-circuit analysis for the 11kv distribution system with the integration of ibug," vol. 2016. Institution of Engineering and Technology, 2016.
- [10] M. J. Ramos, D. P. Bernardon, L. Comassetto, M. Resener, and E. B. Daza, "Analysis of short-circuit asymmetrical currents in power distribution systems," 2012.
- [11] A. Foss and K. Leppik, "Protection challenges facing distributed generation on rural feeders," 2010.
- [12] —, "Design and implementation of an anti-islanding protection strategy for distributed generation involving multiple passive protections," 2009.
- [13] I. C. Dias, M. Resener, L. N. Canha, and P. R. Pereira, "Transient stability study of an unbalanced distribution system with distributed generation," vol. 2014-October. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 11 2014.
- [14] K. Surendra and C. Vyjayanthi, "Fault level analysis in modern electrical distribution system considering various distributed generations." Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 11 2018, pp. 36–42.
- [15] "Ieee guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection," *IEEE Std 1547.7-2013*, pp. 1–137, 2014.
- [16] S. Elphick and V. Smith, "The 230 v cbema curve — preliminary studies," in *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2010, pp. 1–6.
- [17] *ITIC CURVE - POWER ACCEPTABILITY CURVE FOR INFORMATION TECHNOLOGY EQUIPMENT — Power Quality In Electrical Systems*. [Online]. Available: <http://www.powerqualityworld.com>
- [18] "Ieee recommended practice for powering and grounding electronic equipment," *IEEE Std 1100-2005 (Revision of IEEE Std 1100-1999)*, pp. 1–703, 2006.
- [19] L. Strezoski, V. Katic, B. Dumnic, and M. Prica, "The sub-transient, transient, and steady-state models for three-phase inverter based distributed generators for the purpose of real-time short-circuit analysis," vol. 2016. Institution of Engineering and Technology, 2016.
- [20] E. E. Empresa Pública Municipal de Aseo de Cuenca, "Emac-bgp-energy," 2020. [Online]. Available: <https://emac.gob.ec/servicios/planta-de-biogas/>
- [21] E. E. R. Centrosur, "Empresa eléctrica regional centrosur," 2020. [Online]. Available: www.centrosur.gob.ec
- [22] Electroables, "Tabla conductores de aluminio- acsr," 2018. [Online]. Available: www.electrocable.com
- [23] L. S. G. A. N. BRAND, "Leroy somer," 2020. [Online]. Available: <https://acim.nidec.com/en-us/generators/leroy-somer>
- [24] J. Jansa, Z. Hradilek, and P. Moldrik, "Impact of biogas plant on distribution grid." IEEE Computer Society, 2014, pp. 80–84.
- [25] Iec, "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems-part 0: Calculation of currents courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif-partie 0: Calcul des courants international electrotechnical commission commission electrotechnique internationale," 2016.
- [26] P. P. Bedekar, S. R. Bhide, and V. S. Kale, "Coordination of overcurrent relays in distribution system using linear programming technique," pp. 1–4, 2009.
- [27] SIEMENS, *SIPROTEC 5 7SJ82/7SJ85 Protección de sobreintensidad - Manual*, 09th ed., SIEMENS, Ed., 2017, vol. V7.00. [Online]. Available: <https://support.industry.siemens.com>
- [28] ABB, *PCD2000 Aparato de Control de Potencia ABB Power Distribution*, 2017th ed., ABB, Ed., 2017. [Online]. Available: <https://library.e.abb.com>
- [29] SIEMENS, *7SR224 Recloser Controller - Manual*, 2015th ed., SIEMENS, Ed., 2017, vol. V7.00. [Online]. Available: <https://cache.industry.siemens.com>