



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ASIGNATURA:

PROYECTO FINAL

ESTUDIANTES:

IAN JOSÉ BRITO PINEDO (200060617)

MIGUEL ÁNGEL CALDERÓN YERENA (200054158)

ASESORES

ING. RAFAEL CASTILLO

ING. INGRID OLIVEROS

ING. LUIS LÓPEZ

INFORME FINAL

SOFTWARE PARA LA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA GENERACIÓN SOLAR Y
EÓLICA SOBRE REDES DE DISTRIBUCIÓN.

BARRANQUILLA

MAYO DEL 2018

AGRADECIMIENTOS

El agradecimiento de este proyecto va dirigido primero que todo a Dios que nos permitió realizar este trabajo, también agradecerle a nuestras familias y amigos que con su apoyo han contribuido a nuestros sueños, por último, pero no menos importante a nuestros asesores de proyecto, Rafael castillo, Luis López y Ingrid Olivero que nos guiaron en el proceso.

TABLA DE CONTENIDO

1. Tablas y figuras	4
2. Introducción.....	6
3. Objetivos.....	7
3.1. Objetivo general	7
3.2. Objetivos específicos.....	7
4. Delimitación	8
4.1. Alcances.....	8
4.2. Limitaciones.....	8
4.3. Entregables	8
5. Estado del arte.....	9
5.1 Generación distribuida	9
5.2 Energía renovable	9
5.3 Flujo de potencia trifásico balanceado.....	9
5.4 Flujo de potencia trifásico desbalanceado	10
5.4.1 Modelo de las líneas de distribución	10
5.4.2 Modelo de transformadores	10
5.4.1 Modelo de las cargas.....	10
5.4.1 Método Backward/Forward Sweep.....	10
6. Descripción detallada	12
6.1. Desarrollo del algoritmo	12
6.1.1. Flujo de carga.....	12
6.1.2. Inserción de fuentes renovables	14
6.1.3. Análisis energético.....	15
6.2. Construcción de la interfaz gráfica.....	15
6.3. Validación del algoritmo en red de prueba (IEEE 13 nodos).....	17
7. Pruebas, resultados y análisis de resultados	19
7.1 Escenario base	19
7.2 Mejor y peor escenario en red	21
7.2.1 Mejor escenario	21
7.2.2 Peor escenario.....	22
7.3 Mejor y peor escenario aislado	24
7.3.1 Mejor escenario	24
7.3.2 Peor escenario.....	25

7.4 Análisis energético	27
7.4.1 Generación solar.....	27
7.4.2 Generación eólica	28
7.4.3 Generación mixta.....	28
7.5 Validación herramienta computacional	29
8. Conclusiones y recomendaciones.....	30
9. Bibliografía.....	31
10. Anexos	34

1. TABLAS Y FIGURAS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de flujo método Backward/Forward Sweep	14
Figura2. Interfaz gráfica empezar.....	15
Figura 3. Interfaz gráfica calcular	16
Figura 4. Interfaz gráfica escenarios	16
Figura 5. Interfaz gráfica calcular	16
Figura 6. Interfaz gráfica mejor escenario	17
Figura 7. Interfaz gráfica exportar información	17
Figura 8. Sistema IEEE 13 nodos.....	18
Figura 9. Curva de la demanda de Colombia obtenida de XM.....	19
Figura 10. Perfil de tensión en caso base	20
Figura 11. Perfil de tensión mejor escenario en red	22
Figura 12. Perfil de tensión peor escenario en red	23
Figura 13. Perfil de tensión mejor escenario aislado	25
Figura 14. Perfil de tensión peor escenario aislado	26
Figura 15. Perdidas kWh por mes generación solar	27
Figura 16. Perdidas kWh por mes generación eólica.....	28
Figura 17. Perdidas kWh por mes generación mixta	28
Figura 18. Distribución normal.....	29

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Carga total del sistema.....	17
Tabla 2. Tensiones por fase caso base	20
Tabla 3. Perdidas por fase caso base	20
Tabla 4. Desequilibrio de carga caso base.....	21
Tabla 5. Tensiones por fase mejor escenario en red	21
Tabla 6. Perdidas por fase mejor escenario en red	22
Tabla 7. Desequilibrio de carga mejor escenario en red	22
Tabla 8. Tensiones por fase peor escenario en red.....	23
Tabla 9. Perdidas por fase peor escenario en red.....	23
Tabla 10. Desequilibrio de carga peor escenario en red.....	24
Tabla 11. Tensiones por fase mejor escenario aislado	24
Tabla 12. Perdidas por fase mejor escenario aislado	25
Tabla 13. Desequilibrio de carga mejor escenario aislado	25
Tabla 14. Tensiones por fase peor escenario aislado.....	26
Tabla 15. Perdidas por fase peor escenario aislado.....	26
Tabla16. Desequilibrio de carga peor escenario aislado	27
Tabla 17. Tipos de errores en una prueba de hipótesis.....	29

2. INTRODUCCIÓN.

El desarrollo humano siempre ha estado ligado a la evolución en la generación y distribución de la energía eléctrica, es por esto que las naciones implementan tecnologías de punta con el objetivo de asegurar la calidad en la oferta energética. De igual manera también se invierte considerables sumas de dinero en investigaciones que mejoran la generación, transmisión y distribución de la energía. En el caso de la generación distribuida (GD) seduce las ventajas que tiene en eficiencia, flexibilidad, interconexiones con redes de distribución, costos de mantenimiento y funcionamiento [1 2]. Estas características hacen que la GD tenga una proyección importante a largo y corto plazo, además si a esto le agregamos la inserción de fuentes renovables, en los sistemas de distribución se disminuirían la dependencia en la generación con fuentes fósiles que tanto afecta al medio ambiente. Sin embargo, antes de dicha implementación se deben evaluar factores que permiten el buen funcionamiento del sistema eléctrico. Para dicha evaluación se creó un software que permite la inserción de fuentes renovables en sistemas de redes de distribución para cualquier nodo, y que además evalúa el comportamiento de variables tales como: desequilibrios de carga, pérdidas y caídas de tensión. Para así poder comprobar si la adición de generación distribuida beneficia y hasta qué punto al sistema en prueba, o, por lo contrario, hubo algún cambio en las variables calculadas.

Este software realiza flujos de carga en sistemas de potencia trifásicos balanceados o desbalanceados y evalúa la inserción de fuentes renovables. Para el flujo de carga se utilizó el método numérico Backward/Forward Sweep cuyo funcionamiento se basa en las leyes de corriente de Kirchhoff hallando así las variables para el caso base, estas son: perfiles de tensión, perdidas, desequilibrio y la cargabilidad en el sistema. Consecuente a esto se definen unos factores o escenarios, los cuales son: tipo de conexión (red o aislado), demanda (máxima, promedio, mínima), generación renovable (solar o eólica), distribución renovable (selección de nodo) y capacidad renovable (10%, 30%, 50% y 70%). La combinación de estos escenarios resulta en 936 casos, donde se evalúan las variables antes mencionadas y se muestra el mejor y peor caso.

Después se procede a realizar un análisis energético. Esto se hace en el mejor caso que nos proporciona el software, aquí se varia la energía entregada según la variabilidad en el comportamiento solar, eólico o mixta según el factor que tenga el mejor caso, para así mostrar una curva de pérdidas anuales con la inserción de estas fuentes renovables. Además, comparadas estas pérdidas con las generadas en un año por el caso base. Al final software proporciona los resultados técnicos en un formato PDF donde el usuario pueda ver el análisis de los factores generado por el software. Cabe resaltar que los resultados fueron generados y validados con la herramienta computacional Digsilent.

3. OBJETIVOS.

3.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar una herramienta software para evaluar los efectos de la inserción de fuentes renovables sobre el comportamiento de redes de distribución sobre los desequilibrios de carga, pérdidas y caídas de tensión en redes de distribución.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

OE1. Desarrollar e implementar un algoritmo que permita evaluar el efecto de las energías renovables en redes de distribución.

OE2. Construir ambiente gráfico del software.

OE3. Validar el funcionamiento del algoritmo en una red de prueba.

4. DELIMITACIÓN.

4.1. ALCANCES.

AOE1.1. El algoritmo será capaz de recibir la información suministrada por el usuario en archivos .xlsx/.txt en el formato exigido en el manual de usuario.

AOE1.2. El algoritmo será capaz de resolver sistemas de potencia desbalanceados.

AOE1.3. El algoritmo evaluará el comportamiento de una red de distribución en lo que respecta a pérdidas de energía, caídas de tensión y desequilibrios de carga ante la inserción de generación eólica y solar.

AOE1.4. El algoritmo permitirá la inserción de generación eólica o solar en cualquier nodo del sistema.

AOE1.5. El algoritmo debe ser capaz ejecutarse en un corto tiempo.

AOE1.6. El algoritmo debe ser capaz de realizar el análisis en el tiempo teniendo en cuenta la variabilidad de las fuentes renovables.

AOE2.1. La interfaz gráfica permitirá apreciar los resultados de forma gráfica y en tablas que ilustren las variables de salida.

AOE2.2. La interfaz brindará la posibilidad de exportar un archivo .pdf o similar con las conclusiones del comportamiento evaluado.

AOE3.1. Se verificarán los componentes lógicos que constituirán al software.

AOE3.2. Se realizarán pruebas del software mediante el uso de herramientas especializadas (NEPLAN, Digsilent o similar).

4.2. LIMITACIONES.

LOE1.1. El software se desarrollará en Matlab.

LOE1.2. El algoritmo no permitirá realizar modificaciones de los parámetros de entrada una vez iniciado el proceso de cálculo.

LOE1.3. El algoritmo no realizará análisis en simultáneo de dos o más.

LOE1.4. El algoritmo sólo aceptará sistemas menores o iguales a 200 nodos.

LOE1.5. Las fuentes considerar sólo serán renovables no convencionales: Sol y viento.

LOE2.1. El software entregará los resultados en una plantilla predeterminada que podrá ser consultado en el manual de usuario.

LOE2.2. El software no podrá ser ejecutado o ejecutará con error si no es cargada la información como indica el manual de usuario.

LOE2.3. El software no podrá ser ejecutado en dispositivos móviles, sólo en sistemas operativos donde MATLAB pueda ser instalado.

LOE3.1. No se realizarán validaciones en sistemas de potencia reales.

4.3. ENTREGABLES.

- Software
- Manual de usuario.
- Póster con la descripción del proyecto.
- Informe final.
- Presentación para sustentación en PDF.
- Video.

5. ESTADO DEL ARTE.

5.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

La generación distribuida (GD) es la generación descentralizada, que tiene como objetivo generar energía eléctrica (generalmente menor a los 20 MV), que a diferencia de la generación tradicional (combustibles fósiles) se encuentra en puntos cercanos a la carga. Por lo tanto, esto permite la no utilización de redes de transmisión lo que produce una minimización de las consecuencias económicas y sociales de un apagón [3]. Además del control de tensión y arranque autónomo generando así un sistema más seguro y confiable [4].

Pese a que la generación distribuida debido a su ubicación cercana a la carga permite minimizar los efectos de un apagón. Una mala maniobra en la operación puede generar problemas de estabilidad en el sistema, pues al momento de desconectar parte de la red por fallas en este, es posible que se produzcan desbalances en potencia activa, reactiva y carga lo que generaría daños a los equipos, inestabilidad tanto en tensión como en frecuencia, y pérdidas de elementos del sistema. La solución a estos inconvenientes se da a través del uso de las redes inteligentes o también conocidas como *smart grids*, las cuales hacen a la red más flexible y permiten un mayor control en tiempo real [5].

5.2. ENERGÍA RENOVABLE.

La generación de energía por medio de combustibles fósiles produce una serie de problemas tales como: recursos finitos, además el impacto ambiental que estos ocasionan no tolera ver esta generación de electricidad como un método sostenible. Por esas razones las energías renovables han conseguido un auge importante en los últimos años con el objetivo de solucionar estos problemas y generar electricidad de manera eficiente.

Un reto importante que tiene el abastecimiento de energía con fuentes renovables es la variabilidad de la fuente. En los casos particulares como la generación solar y eólica, no existen métodos predictivos con la precisión suficiente para pronosticar las condiciones ambientales y por lo tanto la generación. Es por esto que se ha optado por utilizar junto a las renovables un aporte de energía auxiliar como la conexión a la red eléctrica o una planta eléctrica de diésel. Otra solución podría ser almacenar la energía en baterías para después ser utilizada [6].

Cabe resaltar que en trabajos anteriores se ha creado ambientes de simulación que determinan el tipo de recurso y que sería lo óptimo instalar, como sería el caso de una demanda en donde se identifica que tipo de recurso es mejor instalar (eólico o solar), dependiendo de la geografía del lugar y los factores a favor de este. Para así cumplir con el objetivo de ahorro energético y limitar la transferencia con la red eléctrica que permitan generar ahorros económicos [6].

5.3. FLUJO DE POTENCIA TRIFÁSICO BALANCEADO.

En la actualidad existen varios métodos que se implementan para hallar los flujos de carga en sistemas balanceados, normalmente son los siguientes métodos: Gauss-Seidel usando Ybus, Z barra, y Newton-Raphson (Formal, Desacoplado, y Desacoplado Rápido).

5.4. FLUJO DE POTENCIA TRIFÁSICO DESBALANCEADO.

Los sistemas eléctricos de potencia se componen de varias fases en las que se encuentran incluidas en la producción de energía en centrales, su transmisión y su distribución a los usuarios, ya sean a nivel industrial o residencial. Para analizar los flujos de carga es fundamental modelar la red en estudio, de tal manera que cada elemento que compone el sistema pueda ser modelado matemáticamente, dando como resultado el impacto que en ellos se genera [7].

5.4.1. Modelo de las líneas de distribución.

Los sistemas de distribución pueden ser representadas por bloques (Cajas negras). Ese bloque puede representar de manera simplificada los múltiples elementos que contiene un sistema de distribución. Las líneas de longitud media (Se encuentran entre los 50-150 millas) comúnmente se modelan por medio del circuito equivalente π , en el cual se aprecia las admitancias en los extremos. Estas se encuentran divididas en dos partes [8]. Cuando en la línea de distribución se tiene algún componente bifásico o monofásico, la impedancia y la admitancia tomarán valores de cero debido a las fases que no están [9].

5.4.2. Modelo de los transformadores.

Los transformadores son elementos fundamentales en los sistemas de potencia, estos se encargan de transformar los niveles de tensión que van de generación a la red de transmisión o viceversa. Con el objetivo que la energía llegue al consumidor final de manera óptima. Para el correcto funcionamiento del algoritmo es fundamental que los transformadores sean modelados de manera correcta. Es necesario tener en cuenta la revisión de las conexiones: Triángulo - estrella tierra, estrella aislada - triángulo, estrella tierra- estrella tierra, triángulo - triángulo, estrella - triángulo. Las matrices que se utilizan para modelar un transformador y sus conexiones son las mismas que se utilizan en el modelo de las líneas.

5.4.3. Modelo de las cargas.

Una parte fundamental cuando se quiere modelar líneas radica en el tipo de carga y la conexión que este tenga. Las cargas pueden estar directamente conectada a un nodo, o bien puede que estén distribuidas a lo largo del sistema; pueden ser trifásicas, cuya conexión sea en delta o estrella, pueden ser monofásicas y conectarse línea-línea o línea-tierra [9]. Las cargas pueden modelarse como potencia constante (PQ), impedancia constante, corriente constante. Para la conexión en estrella se modela las cargas como potencia, impedancia y corriente constante. Para la potencia constante es necesario recurrir a las tensiones de fase que irán cambiando en cada iteración del código hasta que esté converja, en la impedancia constante cambia con cada iteración la tensión de fase, mientras que la impedancia permanece constante, finalmente, modelando la carga como corriente constante, se tiene que la magnitud de la corriente permanece constante en cada iteración, mientras que el ángulo de la tensión y por ende el de la corriente cambian con cada iteración [9].

Por otro lado, para la conexión en delta se modelan las cargas de igual manera a la conexión en estrella (potencia constante, impedancia constante, corriente constante). En la potencia constante se requieren que las tensiones sean de línea y que vayan variando durante cada iteración, para así obtener corrientes de línea. Para la impedancia constante, las tensiones de línea cambian en cada iteración hasta que converja, la impedancia es calculada gracias a la potencia compleja indicada y a la tensión de línea. Por último, para la corriente constante la magnitud permanece constante en cada iteración, mientras que su ángulo cambiará, dando como resultado que el factor de potencia de la carga no varíe en ningún momento [9].

5.4.4. Métodos Backward/Forward Sweep.

Este método consiste en un proceso iterativo que consta de 2 etapas distintas. El Backward es la primera de estas dos etapas, este comienza el barrido de la línea del sistema analizado desde sus nodos extremos hasta llegar al nodo que representa la fuente (nodo de referencia). Al momento de completar el barrido se obtiene el valor de tensión en ese punto, y es comparado con el valor de tensión real de la propia fuente. Para la segunda etapa, el Forward, solo comienza si la tensión calculada por medio del método Backward no converge en la solución, de ser así se parte del nodo de generación hasta los extremos, se calculan los flujos de la línea, con los valores de corriente calculados anteriormente, para así volver a implementar el Backward y continuar de manera cíclica hasta encontrar la solución (Convergencia). En la implementación del método Backward se debe tener las siguientes ecuaciones [9].

$$[V_{abc}]_m = [a] * [V_{abc}]_n - [I_{abc}]_n \quad (1)$$

$$[I_{abc}]_m = -[c] * [V_{abc}]_n + [d] * [I_{abc}]_n \quad (2)$$

En donde a, b, c y d son,

$$[a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}] * [Y_{abc}] \quad (3)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (4)$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}] * [Z_{abc}] * [Y_{abc}] \quad (5)$$

$$[d] = [a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}] * [Y_{abc}] \quad (6)$$

Estas ecuaciones son necesarias para el cálculo de las tensiones y corrientes de cada fase cuando se parte de un nodo m situado en los nodos cola a un nodo n situado en la cercanía del nodo de referencia (Método Backward), marcando el inicio de la iteración del código, en caso de que los valores de tensión no converjan a la primera iteración es necesario recurrir al método Forward, que realiza el barrido del nodo de referencia hasta los nodos de cola del sistema. Para este caso se cuenta con la siguiente ecuación [9],

$$[V_{abc}]_m = [A] * [V_{abc}]_n - [B] * [I_{abc}]_m \quad (7)$$

En donde $[A]$ y $[B]$ son,

$$[A] = [a]^{-1} \quad (8)$$

$$[B] = [b]^{-1} \quad (9)$$

6. DESCRIPCIÓN DETALLADA.

6.1. DESARROLLO DEL ALGORITMO.

Para el desarrollo del algoritmo se decidió trabajarlo en 3 partes. Primero se construyó un algoritmo que permite calcular el flujo de carga de sistemas de potencias trifásicos balanceados y desbalanceados. En segunda instancia, se procedió a realizar la inserción de fuentes renovables (Solar y eólica) y analizar el comportamiento de redes de distribución sobre las pérdidas, caídas de tensión y desequilibrios de carga en redes de distribución, teniendo en cuenta ciertos escenarios, en los cuales están involucrados el tipo de conexión (conectado a la red o aislado), la demanda, la generación renovable insertada, el nodo en el cual se encuentra concentrada la generación ya sea solar, eólica o mixta y la capacidad del generador renovable. Finalmente, se decide realizar un análisis energético de los mejores casos, escogidos de los 936 escenarios resultantes (Mejor escenario en red y mejor escenario aislado), mencionados anteriormente.

6.1.1. FLUJO DE CARGA.

Dado el alto desequilibrio presente en los sistemas de distribución, se requiere de un algoritmo capaz de resolver flujos de cargas con este inconveniente. El flujo de carga es el método a través del cual de manera iterativa se obtienen los perfiles de tensión y corrientes del sistema. Los procedimientos más habituales para el flujo de carga en redes desequilibradas y que fueron tenidos en cuenta son: método de compensación, método implícito de Zbus y el barrido Backward/Forward.

El método de compensación resuelve sistemas de distribución enmallados haciendo uso de la idea de una red multipunto donde solo existe una línea bidireccional, eligiendo de forma "apropiada" esta bidireccionalidad y ajustando break points es posible obtener tensiones en los nodos aplicando las leyes de Kirchhoff [24]. El hecho de tener que elegir esta direccionalidad y ajustes apropiados fue causa de que se descartara este método como posible solución en este proyecto.

El método implícito de Zbus permite calcular las tensiones en los nodos del sistema haciendo uso de la matriz de impedancia, la cual es factorizada en matrices LU (forma que factoriza la matriz original como una multiplicación de una matriz triangular inferior y una matriz triangular superior) [10].

El método de barrido Backward/Forward consiste en recorrer la red a través de las leyes de Kirchhoff. Este método se realiza en dos etapas consecutivas, la primera (Backward) recorre la red desde los nodos cola hasta el nodo cabecera (Slack) calculando las tensiones y corrientes, para luego ejecutar la segunda etapa que consiste en un barrido desde el nodo cabecera hasta los nodos cola (Forward) en el que con las corrientes calculadas en la etapa anterior son usadas para recalcular las tensiones. Este proceso es repetido hasta llegar a la convergencia. La razón que decantó la decisión por el método de barrido Backward/Forward en lugar del método implícito de Zbus fue la facilidad de implementación que tiene el primero y el hecho de no tener que almacenar matrices pesadas cuando la cantidad de nodos se incrementa [11].

6.1.1.1. Implementación del algoritmo Backward/Forward

6.1.1.1.1. Datos de entrada

Antes de la ejecución de los barridos Backward/Forward es necesario ingresar las matrices como modelo pi de las líneas de distribución del sistema. Estas son ingresadas como matrices de tamaño 3X3 sin importar si la línea es bifásica, trifásica o monofásica. Sin embargo, se debe tener en cuenta que para las matrices de impedancia serie monofásica y bifásicas se ingresan valores muy altos (idealmente infinito) en las posiciones de la matriz correspondiente a las fases ausentes. Por otro lado, para la matriz de admitancia shunt paralelo de las líneas que no son trifásicas se ingresa cero en las posiciones que correspondan a las fases que no existan.

Las cargas del sistema son ingresadas como matrices de admitancia de tamaño 3X3. De manera similar a las matrices de admitancia shunt de las líneas, en caso de ser cargas monofásicas y bifásicas las posiciones correspondientes las fases ausentes se llenan con cero. Un factor adicional a tener en cuenta con el modelo de las cargas es la conexión que estas tengan, si la conexión es Y se ingresa una matriz diagonal correspondiente a la admitancia calculada para cada fase. Si la conexión es delta, se ingresa una matriz tipa Ybus teniendo en cuenta las cargas conectadas entre fases.

6.1.1.1.2. Inicialización nodos cola

El método de barrido Backward/Forward comienza con el barrido desde los nodos colas hasta llegar al nodo cabecera calculando las tensiones y corrientes en el proceso. Sin embargo, para calcular la tensión y corriente del nodo aguas arriba es necesario conocer la tensión y corriente del nodo de partida. Para esto los nodos colas se les asigna una tensión inicial, y con la tensión inicializada y la carga conectada al nodo cola se calculan las corrientes necesarias para poder aplicar las ecuaciones de Kirchhoff en el barrido. Los nodos colas son inicializados con una tensión de 1 en por unidad.

6.1.1.1.3. Barrido Backward

Posterior a inicializar las tensiones en los nodos cola y conocer las matrices de impedancia y admitancia shunt para las líneas y las matrices de admitancia para las cargas, se procede con el barrido Backward, para esto se aplican las ecuaciones (1), (2), (3), (4), (5) y (6). Las dos primeras corresponden a las necesarias para calcular corrientes y tensiones en el nodo aguas arriba, las restantes son matrices que deben calcularse para poder aplicar las dos anteriores.

Estas ecuaciones son aplicadas hasta llegar al nodo cabecera. Debe tenerse en cuenta que en nodos que se ramifican en dos o más nodos, la tensión puede calcularse con cualquiera de los nodos aguas abajo conectados a él [11].

Al llegar al nodo cabecera, la tensión obtenida es comparada con la tensión de referencia conocida en este nodo. Si el error obtenido entre estas dos cantidades es menor a la tolerancia seleccionada, entonces el método ha convergido y se tienen las tensiones y corrientes del sistema, si el error es superior a la tolerancia entonces se procede a realizar el barrido Forward. En la implementación de este método la tolerancia seleccionada fue $1e-6$ por ser un valor ampliamente utilizado en la literatura con resultados más que coherentes [12].

6.1.1.1.4. Barrido Forward

Si no se alcanza la convergencia en el barrido Backward, entonces inicia el barrido Forward. Tomando ahora como tensión del nodo cabecera la tensión de referencia conocida en él y las corrientes calculadas en el barrido Backward, se aplican las ecuaciones (7), (8), (9) para obtener las tensiones de los nodos aguas abajo del nodo cabecera hasta los nodos cola. La ecuación (6) corresponde a la utilizada para calcular las tensiones, las otras dos son matrices que deben calcularse para poder aplicar la anterior.

Terminado el barrido Forward, se procede nuevamente con las tensiones en los nodos cola calculadas en este barrido a ejecutar el barrido Backward. Este proceso cíclico se repite hasta que el error no supere la tolerancia y por tanto se alcance la convergencia.

6.1.1.1.5. Diagrama de flujo de potencia

La figura 1 muestra un diagrama de flujo que resume el algoritmo Backward/Forward implementado.

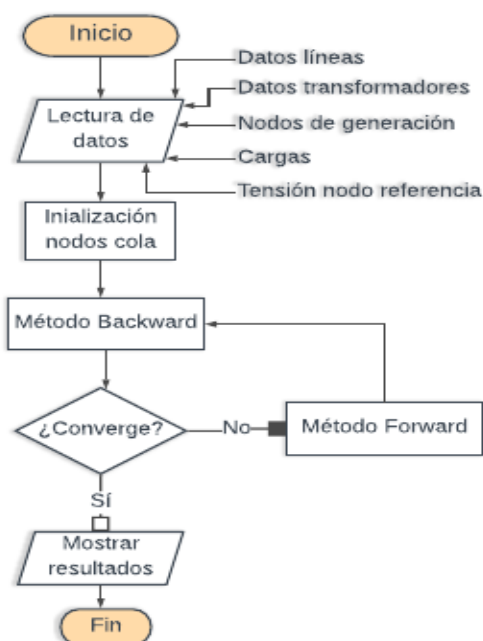


Figura 1. Diagrama de flujo método Backward/Forward Sweep.

6.1.2. INSERCIÓN DE FUENTES RENOVABLES.

Los tipos de generación renovables analizadas fueron la generación solar, la generación eólica y una generación mixta que combinas las dos anteriores. Para esto, se realiza una modificación al algoritmo Backward/Forward sweep para introducir esta generación.

Existen principalmente dos métodos para resolver los flujos de carga con generación distribuida en sistemas desbalanceados. El primero consiste en representar la generación distribuida como una carga negativa equivalente al valor de generación aportado por el generador, bajo esta perspectiva se asume que el factor de potencia es constante. El segundo método consiste en calcular mediante un método iterativo la cantidad de reactivos

que inyecta el generador y verificar al final de cada iteración que la magnitud de la tensión converja al valor especificado.

Muchos autores revisados en la literatura han encontrado que los resultados de usar un método o el otro para la inserción de generación renovable no presenta significativamente mejores resultados. Por lo tanto, se elige el método de representar la generación como una carga negativa con factor de potencia constante, para de esta forma evitar un mayor gasto computacional en iteraciones adicionales y además no exceder los límites de tiempos de ejecución consignados en los alcances.

La carga negativa usada para representar los generadores renovables se calcula tal como se menciona en la sección 6.1.1.1. para las cargas. Debe tenerse en cuenta que todas las cargas que representan generación se simulan como una carga en Y debido a que no hay valores mutuos entre fases del generador.

6.1.3. ANÁLISIS ENERGÉTICO.

Posterior a realizar los flujos de cargas junto con la inserción de la generación renovable, el software propone un análisis en el que elige de los casos evaluados el que mejor y peor resultados presentan en calidad de los perfiles de tensión (que no supuren los márgenes regulatorios para sistemas de distribución de 0.9 y 1.1 [13]), pérdidas y desequilibrio de carga, priorizando los dos primeros sobre el último, dado el alto desequilibrio que normalmente suelen tener estos sistemas.

Seleccionado el escenario que mejor resultados presenta en cuanto a las variables mencionadas, es usado para hacer una evaluación de las pérdidas que este sistema presenta debido la variabilidad de la generación solar o eólica según sea el caso. Se introducen en el software datos de la variabilidad de la radiación solar y de la velocidad del viento hora por hora a lo largo de un año y entrega como resultado las pérdidas anuales que tiene el sistema en esta configuración y las compara con las pérdidas que tiene el sistema en su caso original.

Para realizar esta evaluación o análisis energético, el software simula flujos de cargas las 8760 horas del año con la variabilidad eólica o solar ingresada. Es importante resaltar que realizar esta cantidad de flujos de cargas representa el mayor gasto en tiempo de ejecución del software, por tanto, se priorizan las actividades, de esta manera el usuario solo puede evaluar un solo caso a la vez y de esta forma cumplir con los tiempos de computo que se fijaron. Adicionalmente, dentro de las limitaciones se propuso que el software solo realizará un análisis a la vez de esta forma se evita esperas excesivas en la evaluación.

6.2. CONSTRUCCIÓN DE LA INTERFAZ GRÁFICA.

Para el desarrollo de la interfaz gráfica fue necesario crear un botón denominado "EMPEZAR" (figura 2) el cual cumple la función de iniciar la interfaz de tal manera que se puedan apreciar los menús desplegables para la selección de escenarios.



Figura 2. Interfaz gráfica empezar.

Al presionar en el botón “EMPEZAR” aparecerá un botón tal como se muestra en la figura 3 que permitirá cargar un archivo .xls o .txt con la información del sistema a prueba requerida por la plantilla mostrada en el manual de usuario.

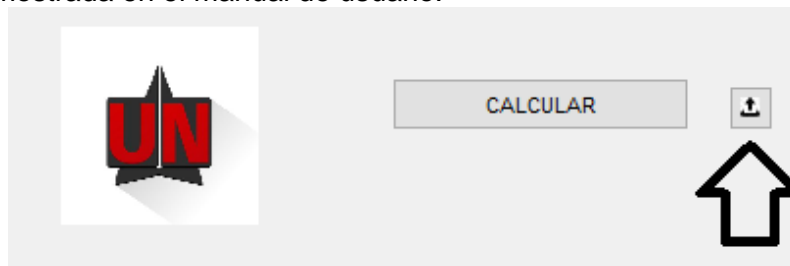


Figura 3. Interfaz gráfica calcular

Por otro lado, cuando se oprima el botón “EMPEZAR” aparecerán 5 menús desplegables (figura 4), los cuales permiten escoger una combinación de estos eventos. El primero, que es el tipo de conexión, cuenta con la posibilidad de escoger entre un sistema que se encuentre conectado a la red, aislado o ambas. Acto seguido se encuentra la opción de seleccionar el nodo o los nodos en el cual se encuentra concentrado la generación renovable. Luego, es posible escoger la capacidad renovable conveniente, la cual está en 10%, 30%, 50% o 70% de la carga. En la cuarta posición se encuentra la demanda del sistema, es posible elegir entre demanda máxima, mínima o promedio. Finalmente se puede optar por el tipo de generación renovable deseada, en este caso solar, eólica o mixta. En todos los escenarios es posible escoger todas las opciones de cada uno de los menús desplegables.

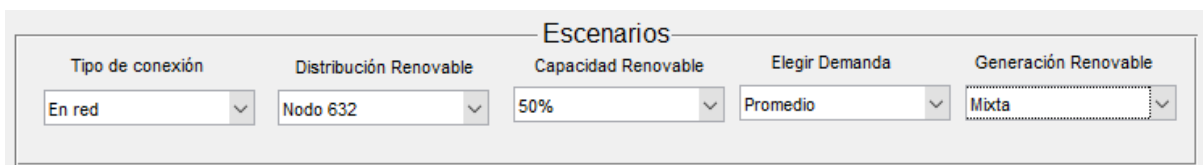


Figura 4. Interfaz gráfica escenarios.

Luego de seleccionar la combinación deseada, se procede a calcular el flujo de carga por medio del método Backward/Forward, calculado los valores de tensiones, perdidas y desequilibrios de carga del sistema de prueba. Este proceso se lleva a cabo gracias al botón “CALCULAR” (figura 5), que guarda las acciones mencionadas anteriormente.

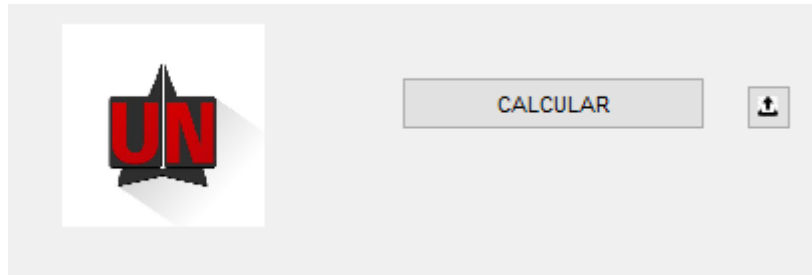


Figura 5. Interfaz gráfica calcular.

Al calcular el flujo de carga es posible apreciar en la figura xxx apreciar del lado izquierdo el mejor escenario calculado y del lado derecho el peor escenario. En ambos lados se mostrará dos tablas, una de ellas guardara en un vector los valores de tensiones en pu de cada nodo por fase, y en la otra se harán visibles las pérdidas totales por fase y la suma de estas. En este mismo proceso se grafican los valores de tensiones para mayor comprensión del comportamiento de estos. Finalmente se muestra una casilla en donde se da el porcentaje de desequilibrio de cargas del sistema y 5 recuadros en los cuales se aprecia las características del escenario calculado.

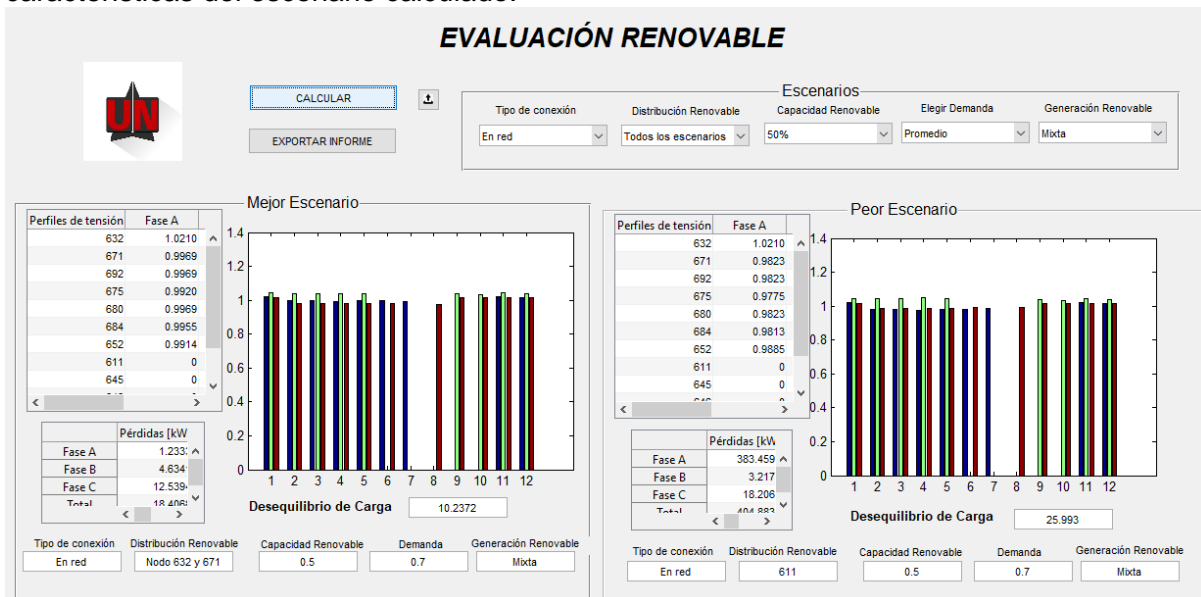


Figura 6. Interfaz gráfica mejor y peor escenario.

Finalmente se tiene el botón “EXPORTAR INFORME”, este cumple la función de exportar un archivo pdf en el que se podrá corroborar toda la información mostrada en interfaz y conclusiones de los datos calculados.

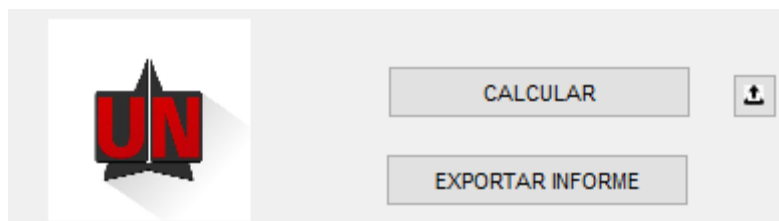


Figura 7. Interfaz gráfica exportar informe.

6.3. VALIDACIÓN DEL ALGORITMO EN RED DE PRUEBA (IEEE 13 NODOS).

El sistema de prueba para la validación seleccionado fue el IEEE 13 nodos Test feeder por ser ampliamente revisado y consultado en la literatura, además se cuenta en la Universidad

del Norte con un laboratorio dedicado exclusivamente a una réplica a escala de este sistema.

El sistema está conformado por 13 nodos, e incluye líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas, por lo que es una buena elección para validar sistemas desequilibrados.

La figura 8 muestra la configuración del sistema IEEE 13 nodos. Los nodos 684,645 y 646 son bifásicos, mientras que los nodos 611 y 652 son monofásicos, el resto de los nodos son trifásicos. La carga total del sistema por fase, se presenta en la tabla 1.

FASE A		FASE B		FASE C	
kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
1158	606	973	627	1135	753

Tabla 1. Carga total del sistema por fase.

Para realizar la validación de los resultados del software, el sistema objeto de prueba se simula tanto en Digsilent como desde la herramienta computacional propuesta en este proyecto y se verifica que el error relativo en porcentaje entre la magnitud de Digsilent y la herramienta computacional no supere el 5%. Si se encuentra como cierta la hipótesis de que el error es menor o igual al 5%, puede validarse el funcionamiento de la herramienta computacional. Es importante que debe verificarse como influye el hecho de que en Digsilent los generadores solares y eólicos sean diferentes y cada uno presente su comportamiento particular, mientras que en la herramienta esta diferencia no existe porque sin importar el tipo de generación estos son simulados mediante una carga negativa, dejando de lado tales comportamientos propios de cada tipo de generador.

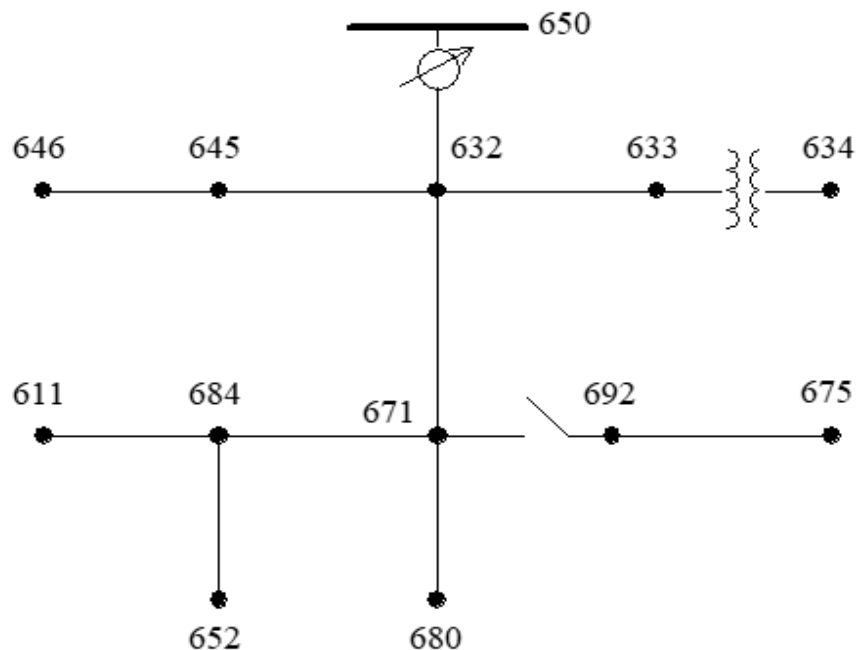


Figura 8. Sistema IEEE 13 Nodos [14].

En total la validación se realiza con 936 casos, estos se desprenden de variar cinco factores:

El tipo de conexión que puede ser aislado o en red; la distribución de la generación que se , ubicaron en los siguientes nodos: solo en 645,solo en 646,solo en 684,solo en 633, solo en 632,solo en 671, solo en 675, solo en 692, en 632 y 671,solo en 652,solo en 611,solo en 680 y en todos los nodos a la vez; la capacidad de la generación renovable que se fija en

10%,30%,50% y 70%; la demanda que se revisan 3 casos: máxima, promedio y mínima; y el tipo de generación que puede ser solar, eólica o mixta.

Los porcentajes de demanda máximo, promedio y mínima se escogen de acuerdo a la curva típica de demanda colombiana, que se muestra en la figura 9 [15].

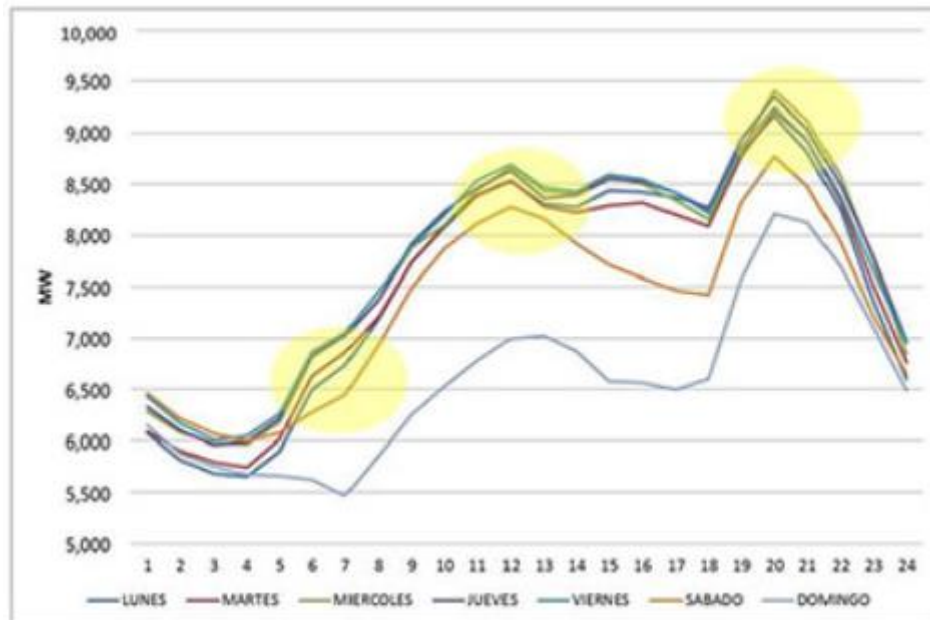


Figura 9. Curva de la demanda de Colombia obtenida de centro nacional de despacho XM.

La demanda mínima se toma como la comprendida entre los periodos 5 y 7 y equivale aproximadamente al 40% de la demanda máxima del día, la demanda promedio se toma como la comprendida entre los periodos 11 y 13 que equivale alrededor de un 70% de la demanda máxima del día, por último, la demanda máxima corresponde a los de los periodos 20-21 fijada en 100%.

7. PRUEBAS, RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Para las pruebas, resultados y análisis de resultados se tomó en cuenta el escenario base del sistema (cuando no tiene inserción de fuentes renovables), el mejor y peor escenario tanto en red como en asilado con generación renovable

7.1. ESCENARIO BASE.

Las tensiones por fase en este escenario no exceden los límites (0.9-1.1) en ninguno de los nodos, en este caso no se insertan fuentes renovables y por tanto toda la carga es suplida por el nodo cabecera (632) sobrecargando todas las líneas, que transportan una corriente elevada y por tanto unas perdidas altas. Los resultados de las tensiones por fase están dados en la Tabla 2 en PU, además en la Figura 10 se aprecia un diagrama de barras en el cual es posible ver el comportamiento de cada fase por nodo, haciendo visible los nodos que no cuentan con ciertas fases y la diferencia de magnitudes de tensión por fase en cada nodo.

NODO	FASE A	FASE B	FASE C
632	1.021	1.042	1.017
671	0.986	1.048	0.970
692	0.986	1.048	0.970
675	0.979	1.049	0.966
680	0.986	1.048	0.970
684	0.984	0.000	0.967
652	0.978	0.000	0.000
611	0.000	0.000	0.964
645	0.000	1.033	1.016
646	0.000	1.031	1.014
633	1.021	1.042	1.017
634	1.013	1.036	1.011

Tabla 2. Tensiones por fase del caso base

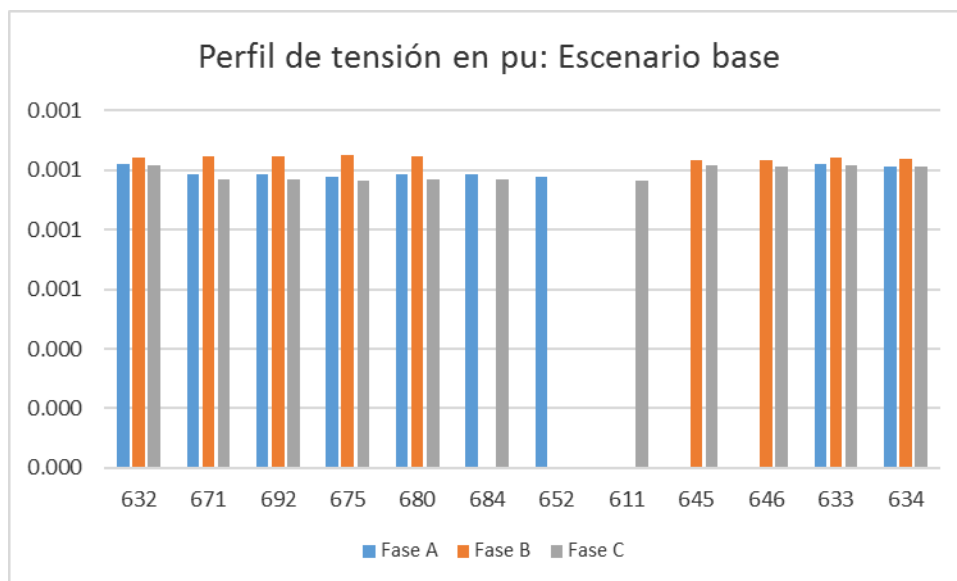


Figura 10. Perfil de tensión en caso base.

Las pérdidas están dadas por cada fase, se aprecia que en la fase A y C las pérdidas son más altas que en la fase B (Tabla 3) debido a que se encuentran instaladas más cargas en las fases mencionadas.

PERDIDAS POR FASE EN kW		
FASE A	FASE B	FASE C
114.815	2.366	136.318

Tabla 3. Pérdidas por fase en caso base.

En la tabla 4 se evidencia el efecto de las diferencias de cargabilidad por fase que tiene el sistema. Como hay fases que presenta una mayor carga que otras, circulan por lo tanto más corrientes por unas fases que en otras, resultando esto en un desequilibrio mayor.

DESEQUILIBRIO DE CARGA (%)
11.972

Tabla 4. Desequilibrio de carga en caso base.

7.2. MEJOR Y PEOR ESCENARIO EN RED.

Los escenarios que se desarrollan en red, tienen generación distribuida en los nodos de selección. Donde, la potencia faltante para suplir la demanda es suministrada por una red infinita.

7.2.1. MEJOR ESCENARIO.

Al igual que en el escenario base las tensiones por fase no exceden los límites (0.9-1.1) en ninguno de los nodos. La inserción de fuentes renovables es tratada en este inciso, agregando así generación eólica, solar o mixta. Después de realizar los respectivos cálculos en la interfaz gráfica se tiene que el mejor escenario en red está dado por una distribución concentrada en los nodos 632 y 671, debido a que se encuentran ubicados en el ramal principal del circuito; una capacidad renovable del 70% y una demanda mínima; todo esto con generación eólica. Los resultados de las tensiones por fase están dados en la Tabla 5 en PU, además en la Figura 11. se aprecia un diagrama de barras en el cual es posible ver el comportamiento de cada fase por nodo, haciendo visible los nodos que no cuentan con ciertas y la diferencia de magnitudes de tensión por fase en cada nodo.

NODO	FASE A	FASE B	FASE C
632	1.021	1.042	1.017
671	1.008	1.039	0.997
692	1.008	1.039	0.997
675	1.005	1.040	0.996
680	1.008	1.039	0.997
684	1.007	0.000	0.996
652	1.005	0.000	0.000
611	0.000	0.000	0.995
645	0.000	1.038	1.017
646	0.000	1.038	1.016
633	1.021	1.042	1.017
634	1.018	1.040	1.015

Tabla 5. Tensiones por fase mejor escenario en red.

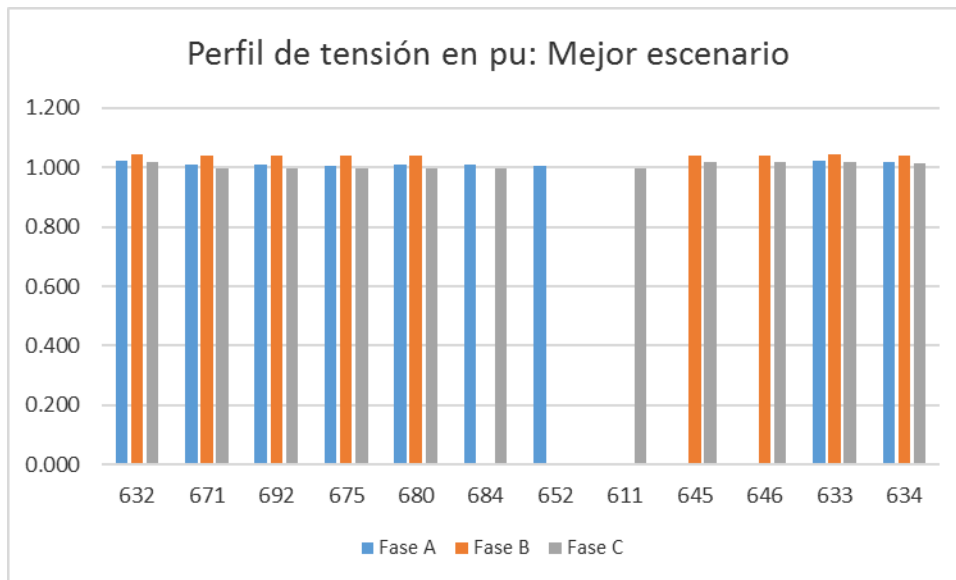


Figura 11. Perfil de tensión mejor escenario en red.

Las pérdidas por fase en este escenario disminuyen drásticamente con respecto al caso base, esto se explica a que como se tienen generadores concentrados en dos nodos del ramal principal, la corriente que ahora aporta el nodo Slack es menor, por tanto, disminuyen las corrientes que transportan las líneas (ante todo salía del nodo Slack) y esto se evidencia en las pérdidas que se observan en la tabla 6. Es notable como las pérdidas pasan de ser 114.81 Kw, 2,36Kw y 136.32 Kw a 0.37 Kw, 2.186 Kw Y 3.34 Kw en las fases A, B y C respectivamente, una disminución de más 200 Kw en las pérdidas totales del sistema.

PERDIDAS POR FASE EN kW		
FASE A	FASE B	FASE C
0.371	2.186	3.338

Tabla 6. Pérdidas por fase en mejor escenario en red.

En la tabla 7. se aprecia cómo, aunque el sistema sigue desequilibrado (este problema se solucionaría realizando un balanceo de fases) la inserción de la generación contribuye a que el desequilibrio disminuya un poco.

DESEQUILIBRIO DE CARGA (%)
8.342

Tabla 7. Desequilibrio de carga mejor escenario en red.

7.2.2. PEOR ESCENARIO.

En el peor escenario las tensiones por fase no exceden los límites (0.9-1.1) en ninguno de los nodos. Al realizar los cálculos pertinentes se llegó a que el peor escenario en red está dado por una distribución concentrada en los nodos 611, debido a que se encuentran ubicados en el ramal principal del circuito; una capacidad renovable del 70% a una demanda mínima; todo esto con generación solar. Se resaltan las tensiones más elevadas del sistema, ubicados en la fase B (Tabla 8), el hecho de tener mayores tensiones allí se debe al escenario de demanda mínima, puesto que la fase B es la que presenta la menor cargabilidad. En la Figura 12. Se aprecia un diagrama de barras en el cual es posible ver el

comportamiento de cada fase por nodo, haciendo visible los nodos que no cuentan con ciertas y la diferencia de magnitudes de tensión por fase en cada nodo.

NODO	FASE A	FASE B	FASE C
632	1.021	1.042	1.017
671	0.968	1.069	0.953
692	0.968	1.069	0.953
675	0.961	1.070	0.951
680	0.968	1.069	0.953
684	0.963	0.000	0.954
652	0.959	0.000	0.000
611	0.000	0.000	0.954
645	0.000	1.033	1.016
646	0.000	1.031	1.014
633	1.021	1.042	1.017
634	1.013	1.036	1.011

Tabla 8. Tensiones por fase peor escenario en red.

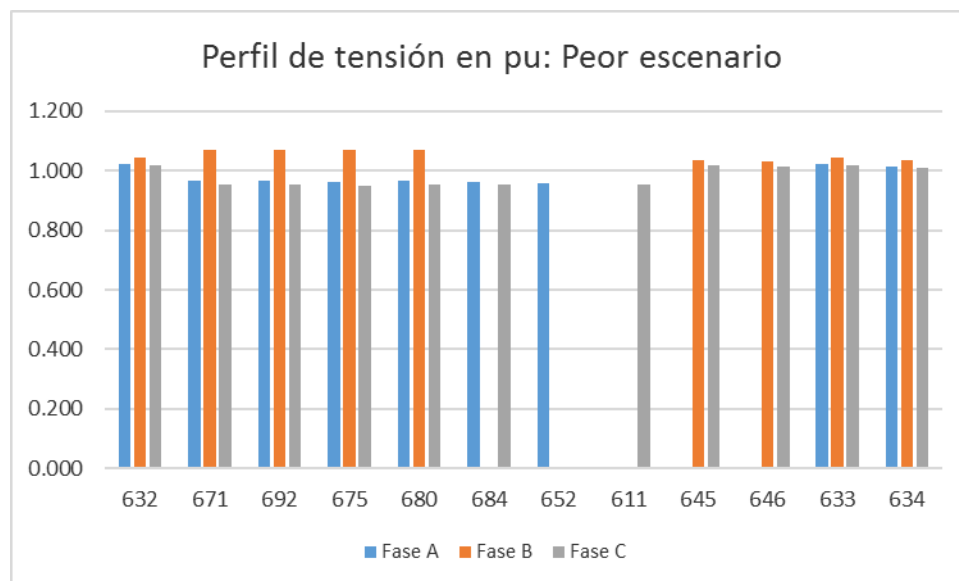


Figura 12. Perfil de tensiones peor escenario en red.

Las pérdidas por fase en este escenario disminuyen con respecto al caso base, esto se explica a que como se tiene un generador concentrado en el nodo 611, la corriente que ahora aporta el nodo Slack es un poco menor, por tanto, disminuyen las corrientes que transportan las líneas por la fase C y esto se evidencia en las pérdidas que se observan en la tabla 9.

Se evidencia una disminución de más 100 Kw en las pérdidas totales del sistema.

PERDIDAS POR FASE EN kW		
FASE A	FASE B	FASE C
24.015	14.067	69.179

Tabla 9. Perdidas por fase peor escenario en red.

En la tabla 10. se aprecia cómo el sistema sigue desequilibrado (este problema se solucionaría realizando un balanceo de fases) la inserción de la generación en este caso contribuye a que el desequilibrio aumenta un poco. Este aumento se explica en que se ingresa un generador en un nodo monofásico.

DESEQUILIBRIO DE CARGA (%)
17.389

Tabla 10. Desequilibrio de carga peor escenario en red.

7.3. MEJOR Y PEOR ESCENARIO AISLADO.

En aislado la selección es la misma que en red debido a que se quiere evaluar el comportamiento del sistema cuando está interconectado y aislado. Debe tenerse en cuenta que bajo este escenario la demanda no es atendida toda por la generación distribuida, sino que la generación restante no es aportada por una red infinita sino por un generador síncrono.

7.3.1. MEJOR ESCENARIO.

Al igual que en el escenario base las tensiones por fase no exceden los límites (0.9-1.1) en ninguno de los nodos. La inserción de fuentes renovables es tratada en este inciso, agregando así generación eólica, solar o mixta. Después de realizar los respectivos cálculos en la interfaz gráfica se tiene que el mejor escenario en red está dado por una distribución concentrada en los nodos 632 y 671, debido a que se encuentran ubicados en el ramal principal del circuito; una capacidad renovable del 70% y una demanda mínima; todo esto con generación eólica. Los resultados de las tensiones por fase están dados en la Tabla 11. en PU, además en la Figura 13. se aprecia un diagrama de barras en el cual es posible ver el comportamiento de cada fase por nodo, haciendo visible los nodos que no cuentan con ciertas y la diferencia de magnitudes de tensión por fase en cada nodo.

NODO	FASE A	FASE B	FASE C
632	1.021	1.042	1.017
671	1.008	1.039	0.997
692	1.008	1.039	0.997
675	1.005	1.040	0.996
680	1.008	1.039	0.997
684	1.007	0.000	0.996
652	1.005	0.000	0.000
611	0.000	0.000	0.995
645	0.000	1.038	1.017
646	0.000	1.038	1.016
633	1.021	1.042	1.017
634	1.018	1.040	1.015

Tabla 11. Tensiones por fase mejor escenario aislado.

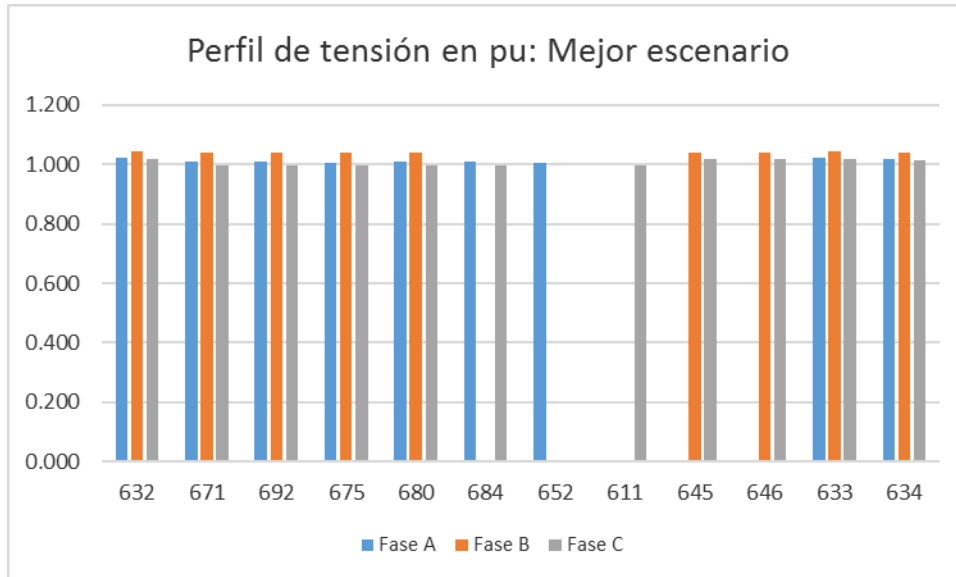


Figura 13. Perfil de tensión mejor escenario aislado.

Las pérdidas por fase en este escenario disminuyen drásticamente con respecto al caso base, esto se explica a que como se tienen generadores concentrados en dos nodos del ramal principal, la corriente que ahora aporta el nodo Slack es menor, por tanto, disminuyen las corrientes que transportan las líneas (ante todo salía del nodo Slack) y esto se evidencia en las pérdidas que se observan en la tabla 12. Es notable como las pérdidas pasan de ser 114.81 Kw, 2,36Kw y 136.32 Kw a 0.37 Kw, 2.186 Kw Y 3.34 Kw en las fases A, B y C respectivamente, una disminución de más 200 Kw en las pérdidas totales del sistema.

PERDIDAS POR FASE EN kW		
FASE A	FASE B	FASE C
0.371	2.186	3.338

Tabla 12. Pérdidas por fase mejor escenario aislado.

En la tabla 13. se aprecia cómo, aunque el sistema sigue desequilibrado (este problema se solucionaría realizando un balanceo de fases) la inserción de la generación contribuye a que el desequilibrio disminuya un poco.

DESEQUILIBRIO DE CARGA (%)
8.342

Tabla 13. Desequilibrio de carga mejor escenario aislado.

7.3.2. PEOR ESCENARIO.

En el peor escenario las tensiones por fase no exceden los límites (0.9-1.1) en ninguno de los nodos. Al realizar los cálculos pertinentes se llegó a que el peor escenario en red está dado por una distribución concentrada en los nodos 611, debido a que se encuentran ubicados en el ramal principal del circuito; una capacidad renovable del 70% a una demanda mínima; todo esto con generación solar. Se resaltan las tensiones más elevadas del sistema, ubicados en la fase B Tabla 14, el hecho de tener mayores tensiones allí se debe al escenario de demanda mínima, puesto que la fase B es la que presenta la menor cargabilidad. En la Figura 14 se aprecia un diagrama de barras en el cual es posible ver el

comportamiento de cada fase por nodo, haciendo visible los nodos que no cuentan con ciertas y la diferencia de magnitudes de tensión por fase en cada nodo.

NODO	FASE A	FASE B	FASE C
632	1.021	1.042	1.017
671	0.968	1.069	0.953
692	0.968	1.069	0.953
675	0.961	1.070	0.951
680	0.968	1.069	0.953
684	0.963	0.000	0.954
652	0.959	0.000	0.000
611	0.000	0.000	0.954
645	0.000	1.033	1.016
646	0.000	1.031	1.014
633	1.021	1.042	1.017
634	1.013	1.036	1.011

Tabla 14. Tensiones por fase peor escenario aislado.

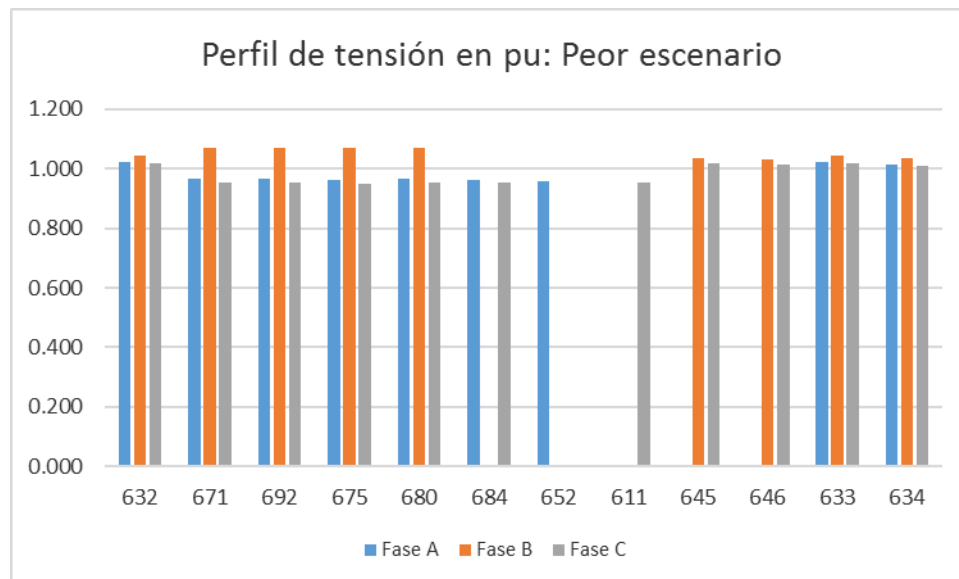


Figura 14. Perfil de tensión peor escenario aislado.

Las pérdidas por fase en este escenario disminuyen con respecto al caso base, esto se explica a que como se tiene un generador concentrado en el nodo 611, la corriente que ahora aporta el nodo Slack es un poco menor, por tanto, disminuyen las corrientes que transportan las líneas por la fase C y esto se evidencia en las pérdidas que se observan en la tabla 15.

Se evidencia una disminución de más 100 Kw en las pérdidas totales del sistema.

PERDIDAS POR FASE EN kW		
FASE A	FASE B	FASE C
24.015	14.067	69.179

Tabla 15. Perdidas por fase peor escenario aislado.

En la tabla 16 se aprecia cómo el sistema sigue desequilibrado (este problema se solucionaría realizando un balanceo de fases) la inserción de la generación en este caso contribuye a que el desequilibrio aumenta un poco. Este aumento se explica en que se ingresa un generador en un nodo monofásico.

DESEQUILIBRIO DE CARGA (%)
17.389

Tabla 16. Desequilibrio de carga peor escenario aislado.

7.4. ANÁLISIS ENERGÉTICO.

Luego de obtener los mejores escenarios en red y aislado se procede a realizar el análisis energético a ambos casos teniendo en cuenta los datos de variabilidad eólica, mixta y solar por hora en la ciudad de Barranquilla [16]. De los resultados obtenidos del análisis de cada uno de los escenarios, se aprecia que tanto en red como aislado los resultados son similares debido a que la red es cambiada por un generador síncrono, que, a pesar de no tener una potencia de generación infinita, es capaz de suplir la demanda que la generación distribuida no alcanza. Con base en esto, se realizará el análisis de resultados solo en red.

7.4.1. GENERACIÓN SOLAR.

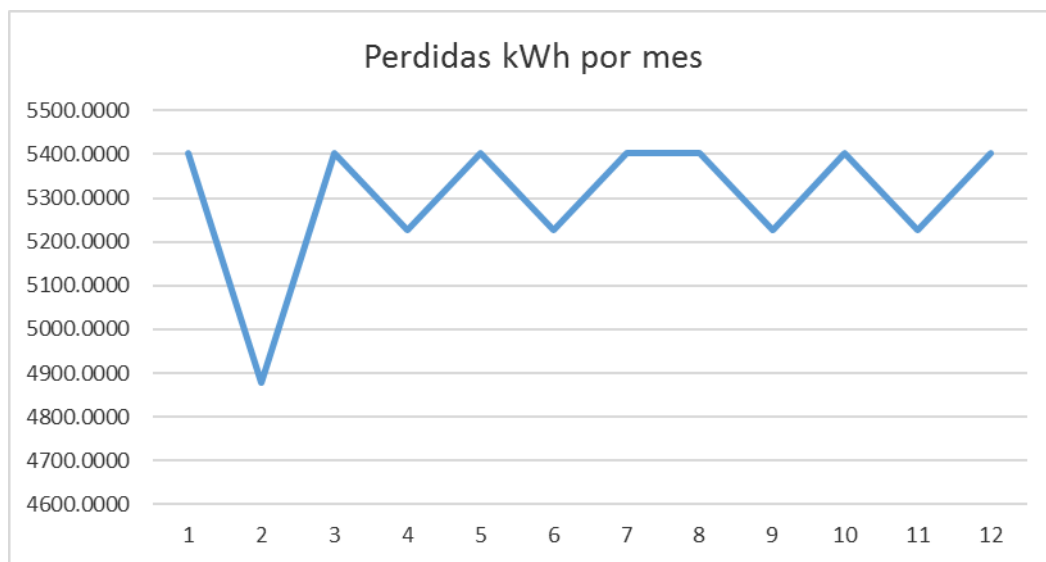


Figura 15. Perdidas kWh por mes generación solar.

De todos los tipos de generación evaluados, es el solar el que presenta mayores pérdidas (kWh) como se muestra en la figura 15, esto se debe a que en las horas que no hay radiación solar, la demanda es asumida por el nodo slack, y por tanto se tienen nuevamente corrientes más altas por las líneas incrementándose las pérdidas.

7.4.2. GENERACIÓN EÓLICA.

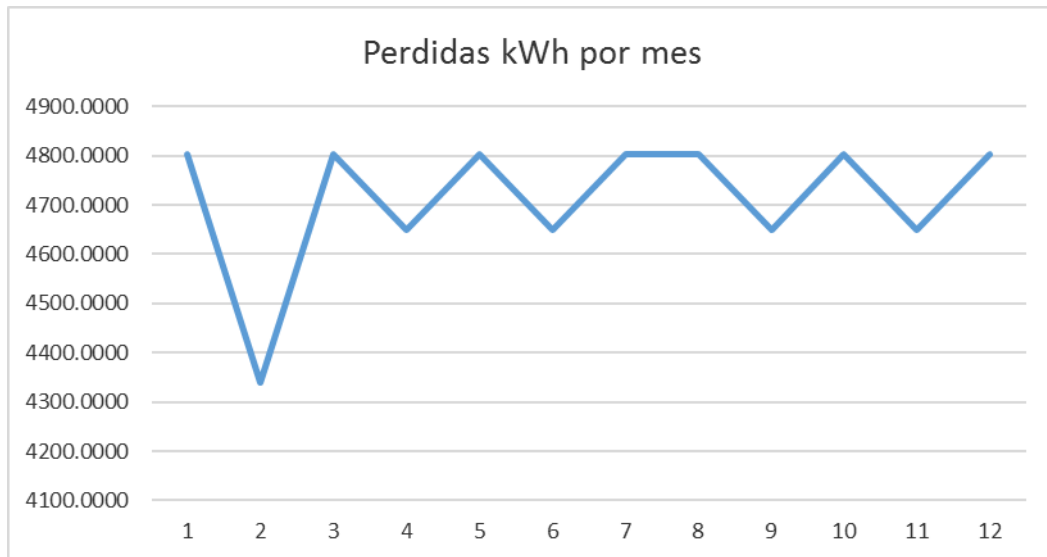


Figura 16. Perdidas kWh por mes generación eólica.

Es la generación que presenta mejores resultados en cuanto a pérdidas kWh como se muestra en la figura 16, esto se debe a que está presente a lo largo de las 24 horas del día y por tanto disminuye la suplencia de demanda que debe asumir el nodo slack. Cabe resaltar que para este análisis se tomaron datos de la variabilidad de viento a una altura de 10 metros.

7.4.3. GENERACIÓN MIXTA.

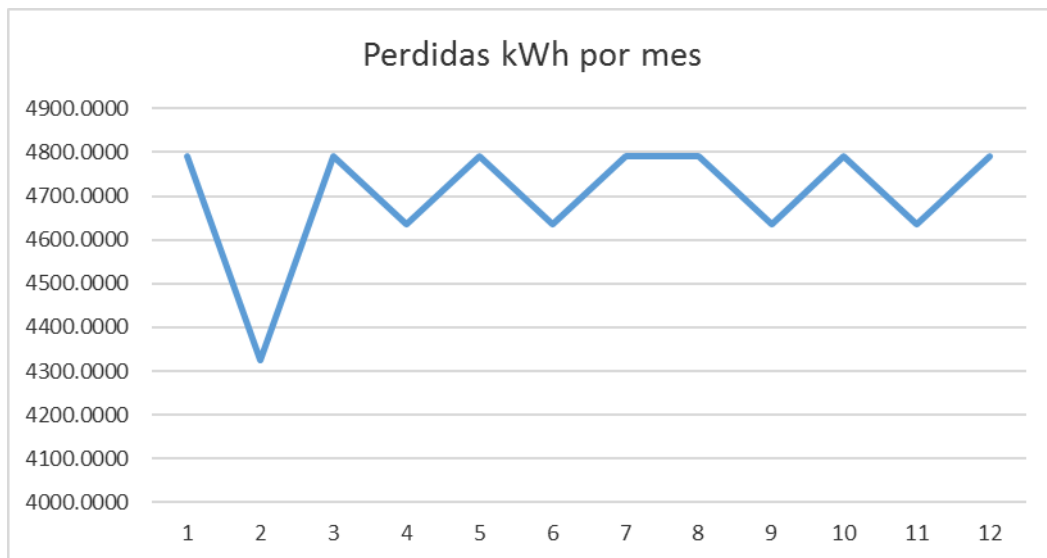


Figura 17. Perdidas kWh por mes generación mixta.

Presenta un comportamiento entre la generación eólica y solar, teniendo mejores resultados que el último como se evidencia en la figura 17, pero algo un poco mejores que el primero. En las horas que no hay radiación solar la demanda es asumida completamente por la generación eólica y la red, esa es la principal diferencia en la mejora con respecto al caso de solo conectar generación solar, que en los periodos donde no hay radiación, la generación eólica queda como soporte y se elimina la dependencia completa de la red, aligerando las corrientes que circulan por las líneas.

7.5. Validación de la herramienta computacional

Para validar el correcto funcionamiento de la herramienta computacional se simularon los 936 casos tanto en Digsilent tanto en la herramienta computacional. Debe tenerse en cuenta que varios nodos no tienen todas las fases, así que en total se calcularon 27144 magnitud de tensión. La media muestral de los errores relativos es de 2.5068 % con una desviación estándar muestral de 1.9314%. La prueba de hipótesis realizada es la siguiente:

Ho : La media de los errores es menor o igual a 5%
H1 : La media de los errores es mayor a 5 %

Como el número de muestras es mayor a 30, el estadístico de prueba se calcula como se muestra en la ecuación (10).

$$z = \frac{\bar{X} - \mu_0}{\frac{S}{\sqrt{n}}} = -212.66 \quad (10)$$

Donde \bar{X} es la media muestral, μ_0 es la media poblacional que se quiere probar en la prueba de hipótesis, S es la desviación estándar muestral, y n es el número de muestras.

La prueba de hipótesis es de una cola, y la zona de rechazo se encuentra a la derecha, por tanto, el valor p se calcula como $P(Z > z)$. Si valor P es mayor que el nivel de significancia no se rechaza Ho de lo contrario se rechaza la hipótesis a nula a favor de la hipótesis alternativa.

Se hace evidente que queda por definir el nivel de significancia de la prueba, como lo que se desea es evitar cometer error tipo 2 (que Ho sea falsa y no se rechace), se sube la potencia de la prueba para disminuir la posibilidad de cometer este error, con base en esto el nivel de significancia elegido es 0.1. La tabla 17 muestra los tipos de errores que se pueden cometer al realizar una prueba de hipótesis.

	Se Acepta H_0	Se Rechaza H_0
H_0 es Verdadera	Decisión Correcta	Error de Tipo I
H_0 es Falsa	Error de Tipo II	Decisión Correcta

Tabla 17. Tipos de errores en una prueba de hipótesis

Con el nivel de significa elegido se tiene como resultado que valor P es igual a 1, por tanto, no se rechaza la hipótesis nula y podemos afirmar que la media de los errores no es superior a 5%.

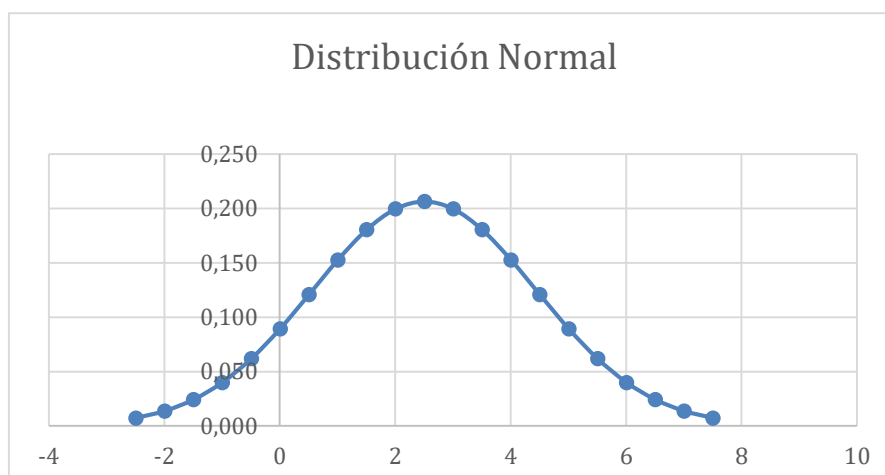


Figura 18. Distribución normal.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Después de realizar el proyecto, podemos concluir que el error observado, aunque mínimo, está en la diferencia entre los generadores solares y eólicos que se insertan en Digsilent y los utilizados en el software, puesto que los generadores que se utilizan en el algoritmo son modelados como cargas negativas con ninguna particularidad entre solar y eólico, en cambio Digsilent permite seleccionar en los generadores renovable características propias de cada tipo de generador y que a pesar de que estos también entregan la misma cantidad de potencia en cada escenario, en Digsilent las características propias contribuyen al error presentado.

En la parte del mejor y peor escenario tanto en red como aislado, se encontró que el mejor caso se da colocando generadores eólicos en los nodos 632 y 671 en el evento de demanda mínima, y el peor escenario está colocando generación solar en el nodo 611 con una demanda máxima. Como en todos los escenarios los nodos fluctúan dentro del rango de estabilidad de voltaje para sistemas de distribución que es de 0.9 a 1.1, el índice de desempate que sigue en importancia son las pérdidas, aquí el mejor caso presenta pérdida de tan solo 5.8 Kw a diferencia del peor que tiene pérdidas 107.1 Kw. Esto debido a la localización de los nodos 632 y 671 que están en el ramal principal y que al estar central puede alimentar a todos los nodos sin sobrecargar las líneas, además se distribuye en dos nodos lo que permite también dividir la demanda a suplir y por último con una demanda mínima hace esto un escenario ideal. Por otro lado, para el peor escenario pasa todo lo contrario, el nodo donde se inyecta la potencia es el 611 el cual es un nodo cola lo que produce una mayor sobrecarga en las líneas que conectan a este nodo con el resto del sistema que además es una sola porque este nodo es monofásico, al igual el evento de demanda máxima exige la mayor potencia en el sistema, haciendo este caso el que genera más pérdidas. Cabe resaltar que en el software al momento de simular los escenarios los generadores solares y eólicos se modelan como una carga negativa, entonces no se tiene en cuenta el comportamiento solar y eólico para estas cargas.

Se observa en la comparación del caso base y el peor escenario que las pérdidas siguen siendo mayores en el primero de estos, por tanto, se concluye que el evento de generación distribuida que presenta peores pérdidas tiene un mejor rendimiento que el caso base donde se da una generación centralizada.

Para finalizar se observa que los resultados de las variables: tensión, pérdidas, y desequilibrios de carga obtenidos en los escenarios donde se selecciona el tipo de conexión en red, arroja valores similares a los obtenidos cuando se selecciona el tipo aislado tanto en el software como en el programa utilizado para validar Digsilent. Esto se da porque en los escenarios aislados se desconecta la red y se conecta un generador síncrono que suplir el restante de la demanda, y en el software creado se coloca una carga que de igual forma entrega la potencia que haga falta.

Como recomendación se propone realizar un análisis no solo técnico sino económico acerca de la inserción de generación distribuida renovable en redes de distribución, por otro lado, se sugiere usar el método alternativo presentado en este informe para la evaluación de generación distribuida basada en un método iterativo y comparar los resultados obtenidos.

9. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] N. Strachan, A. Farell. "Emissions from distributed vs. centralized generation: The importance of system performance". Energy Policy. Vol. 34. 2006. pp. 2677–2689.
- [2] N. Greene, R. Hammerschlag. "Small and clean is beautiful: exploring the emissions of distributed generation and pollution prevention policies". The Electricity Journal. Vol. 13. 2000. pp. 50-60.
- [3]. M. Adibi, "Power system restoration_ Methodologies & Implementation strategies", IEEE press series on power engineering, 2000.
- [4]. F. Viawan and D. Karlsson, "Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation", Power and Energy Society General Meeting. Conversion and Delivery of Electrical, pp 1-6.
- [5]. S. Carvajal & J. Marin, "Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: enfoque dinámico", octubre de 2012.
- [6]. M. Mikaty, M. Santos & C. Armenta, "Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia con la red eléctrica", Revista Iberoamericana de automática e informática industrial 267-281, noviembre del 2012.
- [7] L. Gallego, J. López and D. Mejía. "Flujo de potencia trifásico desbalanceado en un sistema de distribución con generación distribuida", Diciembre de 2009.
- [8] Gonzalez-Longatt, Francisco. Capítulo 4. "Introducción a la Operación en Régimen Estacionario de la Línea de Transmisión," 2016.
- [9] L. Pravos García and R. Castro. "Análisis de flujos de carga para el análisis de redes de distribución. Implementación del algoritmo FORWARD AND BACKWARD", 2017.
- [10] J. Grainger & D. Stevenson jr, "Análisis de sistemas de potencia", primera edición, pagina 309-352, Mayo de 1996.
- [11] A. pantuzi, & A. Feltrin, "Desempenho de um algoritmo backward-forward sweep de cálculo de fluxo de potência". Programa de posgrado, 4 de abril de 2006.
- [12] Shoichiro Nakamura, "Métodos numéricos aplicados con software", Prentice-Hall, 1992.
- [13] KUNDUR, P., "Power System Stability and Control". New York, U.S.A: Editorial Mc Graw-Hill, 1994, p. 960-1021
- [14] C, Betin & C, Pernet "Sistema de medición para micro-red IEEE 13 nodos escalada a 42V", Proyecto de grado Universidad del Norte, 21 de Julio de 2018.
- [15] Centro nacional de despacho XM, "Curva de demanda promedio en Colombia". Recuperado de: <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- [16] Software "Photovoltaic Geographical Information System" European Commission, Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

- [17] A. Mahmoudi and S. H. Hosseinian, "Direct solution of distribution system load flow using forward/backward sweep," *Electr. Eng. (ICEE)*, 2011 19th Iran. Conf., no. c, pp. 1–6, 2011.
- [18] D. Thukaram, H. M. Wijekoon Banda, and J. Jerome, "A robust three phase power flow algorithm for radial distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 50, no. 3, pp. 227–236, 1999.
- [19] T. Alinjak, I. Pavic, and K. Trupinic, "Improved three-phase power flow method for calculation of power losses in unbalanced radial distribution network," *CIREC - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2361–2365, 2017.
- [20] A. Sameni, A. B. Nassif, C. Opathella, and B. Venkatesh, "A modified Newton-Raphson method for unbalanced distribution systems," 2012 IEEE Int. Conf. Smart Grid Eng. SGE 2012, pp. 1–7, 2012.
- [21] N. Kumar and A. K. Sahani, "microprocessor based measurement of π -model transmission line parameters under fault conditions," *2007 IET-UK International Conference on Information and Communication Technology in Electrical Sciences (ICTES 2007)*, Tamil Nadu, 2007, pp. 389-392. Available: <http://ezproxy.uninorte.edu.co:2174/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4735827&isnumber=4735760>
- [22] N. Kang and Y. Liao, "Equivalent PI circuit for zero-sequence double circuit transmission lines," *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2012, pp. 1-6. Available: <http://ezproxy.uninorte.edu.co:2174/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6344945&isnumber=6343905>
- [23] W. Zhang and R. Chang, "Equivalent Pi-network model of lossy and dispersive coupled transmission lines," in *Tsinghua Science and Technology*, vol. 17, no. 1, pp. 84-93, Feb. 2012. Available: <http://ezproxy.uninorte.edu.co:2174/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6151912&isnumber=6151900>
- [24] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 3, n. 2, pp. 753-762, May 1988.
- [25] L. A. Gallego, A. Padilha-Feltrin, "Voltage regulator modeling for the three-phase load flow in distribution systems," *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition*. Bogotá, pp.1-6, 2006.
- [26] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distribution generation technologies, definitions and benefits," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, Oct. 2004.
- [27] FINK, Donald G./BEATY, H. Wayne. "MANUAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA". McGraw-Hill. Décimo Tercera edición. 1996.
- [28] STEAVENSON, William D. "ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA". Segunda edición. McGraw-Hill. 1988.
- [29] EXÓSITO, Antonio Gómez. "ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA". McGraw-Hill. Segunda edición. 2002.

[30] IEEE, «IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems,» 17 Mayo 2007. [En línea]. Available: https://standards.ieee.org/standard/1547_3-2007.html.

[31] I. Std, «IEEE 1159-1995-IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality,» 14 Julio 1995. [En línea]. Available: <https://standards.ieee.org/standard/1159-1995.html>.

[32] UNIVERSIDAD DON BOSCO, “Modelo de línea de transmisión con PI con y sin efectos capacitivos”, Facultad de Ingeniería, 2005. Available:

<http://www.udb.edu.sv/udb/archivo/guia/electrica-ingenieria/analisis-de-sistemas-de-potencia-i/2018/ii/guia-6.pdf>

10. ANEXOS.

Anexo 1. Código Digsilent

```
int f,i,count,j,h;
double d,tmp,tension1,tension2,tension3,perdida,cargabilidad;
object SumGrid,carga,Egrid,sol;
set eolico,solar,cargas,grid;

ClearOutput();
SumGrid=SummaryGrid();

Potencia1.Clear();!Potencia Solar
Potencia2.Clear();!Potencia Eolica

for(i=0;i<4;i=i+1){!Llenar los porcentajes de potencia Solar
d=(2*i+1)*0.1;
Potencia1.Insert(i,d);
}
count=Potencia1.Size();
printf('VecSolar Size: %g', count);
for(i=0;i<4;i=i+1){
tmp=Potencia1.Get(i);
printf('VectorSolar[%d]= %g',i,tmp);
}

for(i=0;i<4;i=i+1){!Llenar los porcentajes de potencia Eolica
d=(2*i+1)*0.1;
Potencia2.Insert(i,d);
}
count=Potencia2.Size();
printf('VecEolico Size: %g', count);
for(i=0;i<4;i=i+1){
tmp=Potencia2.Get(i);
printf('VectorEolico[%d]= %g',i,tmp);
}

eolico=AllRelevant('.ElmGenstat');
solar=AllRelevant('.ElmPvsys');
cargas=AllRelevant('.ElmLod');
grid=AllRelevant('.ElmXnet');

h=1;
!Con RED
Egrid=grid.FirstFilt('External Grid.ElmXnet'); !Selecciona la External Grid
Egrid:outserv=0; !Coloca la red en servicio
!Egrid:outserv=1; !Saca la red de servicio
!printf('External Grid: %o', Egrid);
!Con DEMANDA MAXIMA
carga=cargas.First(); !Selecciona las cargas para colocarlas en demanda maxima
for(i=1;i<11;i=i+1){
carga:scale0=1;
carga=cargas.Next();
```

```

}
!CONCENTRADO SOLAR EN CADA UNO DE LOS NODOS
sol=solar.First(); !Selecciona el panel
for(i=1;i<13;i=i+1){!Cambia los generadores solares
for(j=0;j<4;j=j+1){!Cambia laas potencias
tmp=Potencia1.Get(j);
sol:pgini=6*tmp;
f=ldf.Execute();

```

```

perdida=LC684_611A:c:Losses;
Per.Set(h,1,perdida);
perdida=LC684_611N:c:Losses;
Per.Set(h,2,perdida);
perdida=LC692_675Shield:c:Losses;
Per.Set(h,3,perdida);
perdida=LOHL632_633:c:Losses;
Per.Set(h,4,perdida);
perdida=LOHL632_645:c:Losses;
Per.Set(h,5,perdida);
perdida=LOHL632_671:c:Losses;
Per.Set(h,6,perdida);
perdida=LOHL645_646:c:Losses;
Per.Set(h,7,perdida);
perdida=LOHL650_632:c:Losses;
Per.Set(h,8,perdida);
perdida=LOHL671_680:c:Losses;
Per.Set(h,9,perdida);
perdida=LOHL671_684:c:Losses;
Per.Set(h,10,perdida);
perdida=LOHL684_611:c:Losses;
Per.Set(h,11,perdida);
perdida=Lc692_675:c:Losses;
Per.Set(h,12,perdida);

```

```

cargabilidad=LC684_611A:c:loading;
Carg.Set(h,1,cargabilidad);
cargabilidad=LC684_611N:c:loading;
Carg.Set(h,2,cargabilidad);
cargabilidad=LC692_675Shield:c:loading;
Carg.Set(h,3,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL632_633:c:loading;
Carg.Set(h,4,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL632_645:c:loading;
Carg.Set(h,5,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL632_671:c:loading;
Carg.Set(h,6,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL645_646:c:loading;
Carg.Set(h,7,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL650_632:c:loading;
Carg.Set(h,8,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL671_680:c:loading;
Carg.Set(h,9,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL671_684:c:loading;

```

```
Carg.Set(h,10,cargabilidad);
cargabilidad=LOHL684_611:c:loading;
Carg.Set(h,11,cargabilidad);
cargabilidad=Lc692_675:c:loading;
Carg.Set(h,12,cargabilidad);
```

```
tension3=N611:m:u:C;
TenC.Set(h,1,tension3);
tension1=N632:m:u:A;
TenA.Set(h,2,tension1);
tension2=N632:m:u:B;
TenB.Set(h,2,tension2);
tension3=N632:m:u:C;
TenC.Set(h,2,tension3);
tension1=N633:m:u:A;
TenA.Set(h,3,tension1);
tension2=N633:m:u:B;
TenB.Set(h,3,tension2);
tension3=N633:m:u:C;
TenC.Set(h,3,tension3);
tension1=N634:m:u:A;
TenA.Set(h,4,tension1);
tension2=N634:m:u:B;
TenB.Set(h,4,tension2);
tension3=N634:m:u:C;
TenC.Set(h,4,tension3);
tension2=N645:m:u:B;
TenB.Set(h,5,tension2);
tension3=N645:m:u:C;
TenC.Set(h,5,tension3);
tension2=N646:m:u:B;
TenB.Set(h,6,tension2);
tension3=N646:m:u:C;
TenC.Set(h,6,tension3);
tension1=N650:m:u:A;
TenA.Set(h,7,tension1);
tension2=N650:m:u:B;
TenB.Set(h,7,tension2);
tension3=N650:m:u:C;
TenC.Set(h,7,tension3);
tension1=N652:m:u:A;
TenA.Set(h,8,tension1);
tension1=N671:m:u:A;
TenA.Set(h,9,tension1);
tension2=N671:m:u:B;
TenB.Set(h,9,tension2);
tension3=N671:m:u:C;
TenC.Set(h,9,tension3);
tension1=N675:m:u:A;
TenA.Set(h,10,tension1);
tension2=N675:m:u:B;
TenB.Set(h,10,tension2);
tension3=N675:m:u:C;
TenC.Set(h,10,tension3);
```

```
tension1=N680:m:u:A;
TenA.Set(h,11,tension1);
tension2=N680:m:u:B;
TenB.Set(h,11,tension2);
tension3=N680:m:u:C;
TenC.Set(h,11,tension3);
tension1=N684:m:u:A;
TenA.Set(h,12,tension1);
tension3=N684:m:u:C;
TenC.Set(h,12,tension3);
tension1=N692:m:u:A;
TenA.Set(h,13,tension1);
tension2=N692:m:u:B;
TenB.Set(h,13,tension2);
tension3=N692:m:u:C;
TenC.Set(h,13,tension3);
tension1=RG60:m:u:A;
TenA.Set(h,14,tension1);
tension2=RG60:m:u:B;
TenB.Set(h,14,tension2);
tension3=RG60:m:u:C;
TenC.Set(h,14,tension3);
tension1=SHIELD:m:u:A;
TenA.Set(h,15,tension1);
tension2=SHIELD:m:u:B;
TenB.Set(h,15,tension2);
tension3=SHIELD:m:u:C;
TenC.Set(h,15,tension3);
tension1=SHIELD1:m:u:A;
TenA.Set(h,16,tension1);
tension2=SHIELD1:m:u:B;
TenB.Set(h,16,tension2);
tension3=SHIELD1:m:u:C;
TenC.Set(h,16,tension3);
```

```
h=h+1;
}
sol:pgini=0;
sol=solar.Next();!Selecciona la siguiente
}
```