

## **Aplicación de Sistemas Multiagentes en la Integración de Energías Renovables en el Sistema Eléctrico de Distribución**

José Patricio Barbecho Asmal, Igor Albizu Florez, Juan Leonardo Espinoza Abad, Esteban Patricio Samaniego Alvarado, Paul Andres Aucapiña Arevalo

### ***Abstract***

In modern distribution networks, an efficient integration of distributed power generation with renewable resources requires innovation in electricity networks, and the increasing application of energy efficiency concepts motivates the search for innovations and new methodologies that solve technical and social needs for adequate management of the implementation of distributed generation systems. In order to have flexibility and ease of analysis, the automation of load flow calculation, technical data extraction and the use of multi-agent systems is proposed, which is why this work presents the methodology for the execution and storage of technical parameters of the flows of loads made in DigSILENT using the functions and models of the software. With the data we proceed to evaluate and define the location of the distributed generator in order to reduce electrical losses. The proposed methodology allows defining the location of the generator and a technical database for the subsequent implementation of a multi-agent system for an active integration of renewable energies.

*Index terms*— Distributed Generation, Intelligent Agents, Distributed Artificial Intelligence, Multiagent Systems, Energy Loss, Distributed Generation Location, Network Reconfiguration.

### ***Resumen***

En las redes de distribución actuales una integración eficiente de la generación eléctrica distribuida con recursos renovables requiere innovación en las redes eléctricas, además la creciente aplicación de los conceptos de eficiencia energética motiva la búsqueda de innovaciones y nuevas metodologías que solventen las necesidades técnicas y sociales para un adecuado manejo de la implementación de los sistemas de generación distribuida. Para tener flexibilidad y facilidad de análisis se propone la automatización del cálculo de flujos de cargas, extracción de datos técnicos y el uso de sistemas multiagentes, por lo cual en este trabajo se presenta la metodología para la ejecución y almacenamiento de parámetros técnicos de los flujos de cargas realizadas en DigSILENT haciendo uso de las funciones y modelos propios del software. Con los datos se procede a evaluar y definir la ubicación del generador distribuido con el objetivo de disminuir las pérdidas eléctricas. La metodología planteada permite definir la ubicación del generador y una base de datos técnicos para la posterior implementación de un sistema multiagente para una integración activa de energías renovables.

*Palabras clave*— Generación distribuida, Agentes inteligentes, Inteligencia Artificial Distribuida, Sistemas Multiagente, Pérdidas de Energía, Ubicación de Generación Distribuida, Reconfiguración de Redes.

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años, las políticas de cambio climático, conceptos de eficiencia energética, el uso de tecnología menos contaminante, la disminución de los combustibles fósiles y liberación de los mercados eléctricos, están incentivando la implantación de nuevas fuentes de generación provenientes de recursos renovables, los cuales tienen una gran incertidumbre en cuanto a la disponibilidad se refiere, esto ocurre debido a la difícil predicción de la disponibilidad del recurso natural.

Teniendo en cuenta que hoy en día las sociedades tienen una mayor dependencia del suministro de energía y a su vez exigen mayor continuidad y calidad de suministro, hace que las entidades que manejan esos recursos afronten nuevos retos en la búsqueda de soluciones técnicas como tecnológicas, para solventar los cambios que se vienen dando y con ello prestar un servicio de calidad al consumidor.

Los sistemas de generación tradicionalmente han sido grandes centrales de potencia, los cuales están ubicados lejos de los centros de consumo, por lo que es necesario la transmisión a niveles de tensión muy elevadas con la finalidad de disminuir las pérdidas eléctricas. En los últimos años está tomando fuerza el uso de generación distribuida, la cual se caracteriza por la ubicación de las centrales de generación cerca de los puntos de consumo y la misma se conecta directamente a la red de distribución.

Hoy en día, además de la integración de puntos de generación distribuida se está implementando sistemas de almacenamiento, lo que en conjunto está provocando que las redes tradicionales (pasivas) evolucionen a redes activas, en las cuales el consumidor final podrá ser un ente generador o consumidor [1]. Todos esos cambios requieren que las empresas eléctricas actuales sean capaces de solventar los problemas que se relacionan con la integración masiva de GD, lo que conlleva que las redes de distribución sean modificadas

y tengan flexibilidad para garantizar la continuidad y calidad de servicio.

Además, la implantación de la GD lleva consigo ventajas y desventajas, siendo de mayor o menor medida, dependiendo especialmente de la correcta ubicación y capacidad (tamaño) de generación, siendo estos dos aspectos los que mayor influencia tienen en los métodos de planificación, ya que, en la mayoría de los casos, el consumidor es el que decide cuando y donde ubicar ese punto de generación. También, el sector energético se enfrenta al reto de abastecer una demanda siempre creciente y debe buscar el equilibrio entre seguridad de suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica, por tal motivo, la planificación, operación y explotación del sistema eléctrico debe realizarse manteniendo un equilibrio entre los aspectos de confiabilidad (técnico), económico y ambiental.

Para hacer frente a lo mencionado anteriormente, una correcta integración de generación distribuida y la identificación de los beneficios o problemas en su integración es esencial. Con ello se contribuye al desarrollo de políticas de energía competitivas, en la diversificación de fuentes de energía, la reducción del costo de operación en horas punta, el aplazamiento de actualizaciones de las redes, bajas pérdidas eléctricas, bajos costos de transmisión y distribución y el potencial crecimiento de la calidad de servicio para el consumidor final [2].

Los problemas más relevantes cuando se integra generación distribuida, es la pérdida de la eficiencia y la sensibilidad del sistema de protección existente. Las corrientes inyectadas de los generadores dispersos a una red de distribución conducen a no tener una red radial y consecuentemente la red se enfrenta a un sistema de protección ineficiente. Para hacer frente a los problemas de protección se utiliza diferentes metodologías y procesos, dentro de los cuales en primer lugar se analiza los efectos en la red de distribución al integrar generación distribuida y después mediante el

uso de sistemas multi-agente conjuntamente con la implementación de un sistema de protección de área amplia para redes de distribución se puede hacer frente a los nuevos retos de protecciones eléctricas [3]

Asimismo, para encontrar la mejor solución, es indispensable la aplicación de métodos analíticos, numéricos y heurísticos, la selección de la metodología dependerá del caso de estudio. Uno de los métodos analíticos que se puede aplicar a un alimentador radial con cargas distribuidas uniformemente es conocido como la “regla 2/3”, el cual sugiere la instalación de generación distribuida con una capacidad igual a 2/3 de la generación entrante y ubicada a 2/3 de la longitud de la línea [4].

Un motor para el desarrollo y la integración de la GD en el sistema, es la participación en los servicios complementarios de la red como es el caso de soporte de tensión, inyección o consumo de potencia reactiva, liberalización de congestiones en la red, disminución de pérdidas de potencia y servicio de reserva de emergencia.

Una de las herramientas computacionales empleadas por las empresas eléctricas es el software DIGSILENT Power Factory, el cual es utilizado para hacer el análisis de diferentes aspectos técnicos para la planificación y operación de redes eléctricas. Caracterizado por el uso de modelos estandarizados y la gran cantidad de herramientas disponibles para entender las posibles causas de amenazas para el sistema en estado estacionario y dinámico e identificar posibles soluciones desde el punto de vista de operación y control [2].

Para la integración de GD se puede analizar una gran cantidad variables (incógnitas), para lo cual se debe plantear una función objetivo, que puede ser optimizada con métodos analíticos o heurísticos para la integración de generación distribuida se considera la localización, tamaño, tipo, cantidad de

generadores, etc.

En la actualidad se ha puesto énfasis en el análisis de la ubicación debido a que no hay normativas ni restricciones para la implementación por parte del consumidor.

Para el caso del estudio presentado en este trabajo la función objetivo es las pérdidas de potencia activa en la red y se busca la ubicación y tamaño de los GD, que minimicen dicha función. Además, deberá cumplir restricciones técnicas, por ejemplo el límite de tensión en las barras.

Para la evaluación de los parámetros técnicos se implementa el uso de índices que permiten identificar y mantener las variables técnicas dentro de los límites establecidos por las distintas normas y regulaciones.

Por otra parte, debido a la gran información que se maneja en el proceso de integración de energías renovables y a su vez el análisis de la reconfiguración de la red, en varios trabajos coinciden que es recomendable analizar cada uno de los parámetros técnicos de manera distribuida, por lo cual surge el interés de introducir a la metodología el uso de agentes inteligentes, siendo conceptos relativamente nuevos para afrontar los retos que presenta la integración eficaz de fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico.

La tecnología multiagente fue aplicada por primera vez al sistema eléctrico a principios de los años noventa y partir de esa época se ha desarrollado investigación aplicando esta tecnología en distintas áreas como es en el flujo de potencia óptimo, mercados de energía, control de tensión y así sucesivamente.

## **1. INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO**

Cuando el nivel de penetración de la G.D. es a gran escala, se debe realizar una debida integración para hacer frente a los cambios, tanto técnicos como operativos que dicha

integración ocasionaría a las empresas eléctricas distribuidoras y redes eléctricas. Con un adecuado dimensionamiento y ubicación de los puntos de generación aparecen aspectos positivos como es el de solventar los picos de demanda que se presentan en la red de distribución. Por otra parte, hay que considerar que este tipo de generación puede ser implementado más fácilmente que las soluciones convencionales, lo que provocaría que se difieran las ampliaciones de infraestructura eléctrica, con lo que se evitaría los costes de ampliación.

### 1.1. Redes de Distribución Activa

En la actualidad los sistemas de distribución son pasivos, pero con la integración de la generación distribuida, más la implementación de sistemas de almacenamiento y conceptos de gestión de la demanda, dichas redes están evolucionando para transformarse en redes de distribución activas. Una de las definiciones para dicho concepto se presenta a continuación y se describe como:

“Las redes de distribución activas (ADNs) son las que tienen una combinación de recursos energéticos distribuidos (DERs), los cuales están definidos como generadores, almacenamiento y cargas. Además, los operadores del sistema de distribución (DSOs) tienen la posibilidad de gestionar los flujos de energía utilizando una topología de red flexible. Los DERs tienen la responsabilidad de dar apoyo al sistema, lo que dependerá de un entorno normativo adecuado y de acuerdo a la conexión” [5].

### 2.2. Ubicación de Generación Distribuida

Es necesario realizar la planificación de redes que permitan la incorporación de ese tipo de generación, siendo la ubicación uno de los aspectos más relevantes por analizar, debido a que el distribuidor no decide donde y cuando instalar.

En la actualidad, además de buscar minimizar los costes de inversión, disminución de pérdidas o maximizar la capacidad de

generación, hay que considerar otros aspectos como son minimizar el impacto ambiental, emisiones, impacto social. Los modelos de planificación propuestos que mejores resultados presentan para hacer frente este tipo de problema son generalmente multi-objetivo y multi-periodo que pueden abarcar los aspectos antes mencionados [6].

#### 2.2.1 Índices para evaluación de parámetros técnicos

En lo referente a integración de GD, en [7] se presenta un trabajo en el cual se propone un proceso para identificar los impactos de generación distribuida en el proceso de planificación, el cual está basado en el cálculo de índices para determinar la capacidad del generador que produzca la reducción de pérdidas de potencia activa. Los índices presentados son los siguientes:

- Índices de pérdidas. - se refiere a las pérdidas totales de potencia del sistema, este compara entre las pérdidas del escenario con generación distribuida entre el escenario base (sin GD). La formulación matemática está definida por (1).

$$ILp = 1 - \frac{Re\{Losses\}}{Re\{Losses^0\}} \quad (1)$$

En donde } es las pérdidas del escenario base (sin GD). Si se dan valores cerca de la unidad significa un efecto positivo, es decir, hay disminución de pérdidas, mientras que valores negativos dan cuenta que las pérdidas se han incrementado.

- Índice de variación de tensión. - Este índice se refiere a la desviación máxima de tensiones entre todas las barras del sistema. Lo que generalmente se busca es un perfil plano de tensiones. En términos matemáticos puede ser calculado por la expresión (2).

$$IVD = (V_{max}^0 - V_{min}^0) - (V_{max} - V_{min}) \quad (2)$$

Donde  $V_{max}^0$ ,  $V_{min}^0$  se refieren al nivel de

tensión máximo en las barras del escenario base y con generación distribuida respectivamente y de igual

forma  $V_{min}^0$ ,  $V_{min}$  son el nivel de tensión mínima.

Para este caso, valores positivos significan un aplanamiento del perfil de tensiones, mientras que valores negativos implican una desviación de tensión más amplia.

- Índice de sobrecarga. - Este se refiere al nivel de carga de las líneas de transmisión del sistema, cuando se obtiene valores positivos implica que los flujos de potencia a través de las líneas han disminuido mientras que valores negativos indican que la integración de generación distribuida a provocado una mayor carga en las líneas del sistema.

$$ILL = \max \left( \frac{SL_m^0}{SR_m} \right)_{m=1}^{NL} - \max \left( \frac{SL_m}{SR_m} \right)_{m=1}^{NL} \quad (3)$$

Donde  $SL_m^0$ ,  $SL_m$  son la sobrecarga de la línea  $m$  del escenario base y escenario con GD respectivamente,  $SR_m$  es la ampacidad nominal de la línea  $m$  y  $NL$  es el número total de las líneas del sistema en estudio.

- Además, el índice ILL es de gran utilidad para identificar si la configuración del sistema en estudio eleva o reduce la carga de la línea más sobrecargada del sistema. Un incremento o disminución de la carga refleja la tolerancia de la capacidad de la línea para soportar un crecimiento de carga [7].

Los tres índices descritos anteriormente serán implementados en el proceso de integración propuesto para disponer de una visión rápida del beneficio o perjuicio de la integración de generación distribuida en las diferentes barras del

sistema.

### 2.2.2 Técnicas de optimización

El proceso de planificación de redes eléctricas tiene una gran cantidad de variables y un conjunto muy grande de soluciones, por lo que es necesario el uso de herramientas que permitan hacer una correcta evaluación y selección de la mejor solución. Ese tipo de decisiones es considerado como un problema de optimización, donde el objetivo es encontrar la solución óptima. Existen algoritmos matemáticos y heurísticos que son aplicados en la planificación del sistema eléctrico para la toma de decisiones en función del resultado óptimo de la función objetivo, hay que tener en cuenta que los métodos heurísticos en su mayoría son usados en la parte académica.

Una vez definido la función a optimizar, las respectivas restricciones, hay que modelar el problema para obtener una solución. En [8] se presenta un modelo de problema de optimización genérico (4), hay que considerar que el tipo de modelo a implementar dependerá de la precisión que se desee, de las simplificaciones posibles y de las herramientas de solución disponibles.

$$\text{Minimizar o maximizar } C(x) \text{ sujeto a } g(x) \leq b \quad (4)$$

Después de tener el modelo del problema, se debe obtener una solución para ellos se emplea algoritmos de optimización tal como se mencionó anteriormente. En la Figura 1, se presenta una clasificación de los algoritmos comúnmente empleados para el propósito de optimización [8].

Hay que tener presente que los métodos matemáticos afrontan dificultades como la no linealidad de la fuente de generación, la incertidumbre provocada por la demanda y el uso de variables discretas.

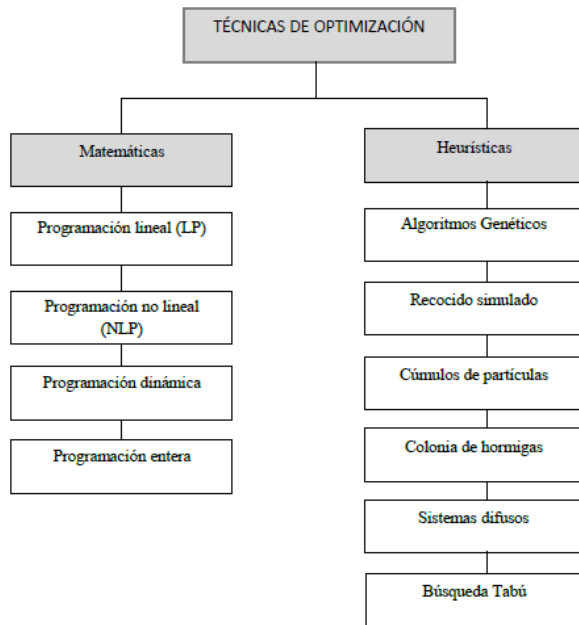


Figura 1: Metodos de optimizacion

Por otra parte, los métodos heurísticos son una alternativa actual a los modelos matemáticos debido a que presentan las ventajas de considerar costes de inversión, sobrecargas, energía no suministrada. Para la búsqueda del resultado usan un proceso iterativo, el cual se detiene cuando el algoritmo ya no tiene la posibilidad de encontrar un mejor resultado.

### 2.3 Implementación de metodología

Los alimentadores de prueba publicados en [9], tienen como propósito facilitar un conjunto común de datos, los cuales son requeridos por los distintos programas de simulación y con ello verificar la efectividad de las soluciones planteadas. De los varios alimentadores propuestos, para este trabajo, se selecciona el alimentador que consta de 34 nodos.

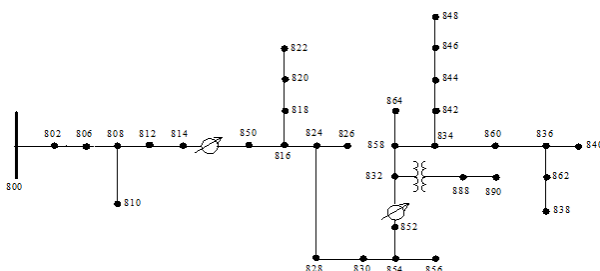


Figura 2: Red estandr IEEE de 34 nodos [9]

De acuerdo al objetivo, el cual es la búsqueda de la mejor ubicación de los puntos de generación, se hace una modificación a la red estándar, la cual no afectan en mayor medida los valores tanto de pérdidas como de tensiones de la red original. El propósito de la modificación es conseguir una red que tenga solo tramos trifásicos y a la vez sea un sistema balanceado [10]. En la Figura 3 se muestra la red resultante luego de las respectivas modificaciones.

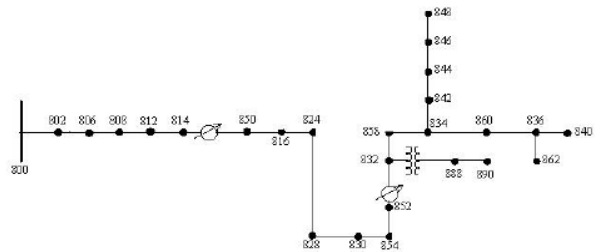


Figura 3: Red IEEE de 34 nodos modificada [10]

La red expuesta en la Figura 3, va ser implementada en DIgSILENT y se hará uso de los modelos que dicho software dispone para cada uno de los elementos que confirman la red. Esta red será el caso base y en adelante será la red a la que se referirá a lo largo del trabajo y cuyos resultados tanto de pérdidas como tensiones servirán como referencia para hacer la comparativa cuando se realice la ubicación de la nueva generación.

Para el modelado de los elementos se hace uso de los datos disponibles en [9] y [11].

#### 2.2.1 Resultados simulación caso base

Una vez definido los modelos y la forma de establecimiento de los parámetros de cada uno de los modelos, se procede a implementar la red en DIgSILENT, además se realiza la ejecución del flujo de carga equilibrado, para obtener los valor total de las pérdidas de potencia activa del sistema (parámetro a analizar) y tener los niveles de tensión y cargas de las líneas del sistema base para el estudio a realizar.

De los resultados del resumen se determina que el sistema tiene un total de pérdidas de potencia activa de 260 kW, representando el 14,7% de la potencia suministrada para

satisfacer los requerimientos del sistema.

Asimismo, en la Figura 4 se presenta el nivel de tensión en pu para cada una de las barras de la red, en la cual se puede observar que todos los valores están dentro del rango de variación del  $\pm 5\%$ , dichos valores serán empleados como referencia en los siguientes apartados.

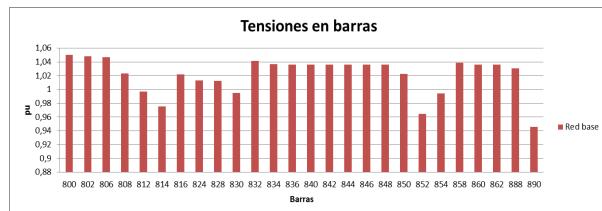


Figura 4: Tensiones en barras de la red IEEE

### 2.2.2 Escenarios para las simulaciones

Es conocido que la demanda presenta variabilidad debido a la cultura de consumo, aspectos climatológicos, periodos vacacionales etc. A pesar de los descrito anteriormente, el comportamiento de la demanda sigue un patrón que está determinado por el tipo de consumo ya sea residencial comercial e industrial, dichos patrones se repiten de forma diaria, mensual y anual.

Las cargas residenciales se modelan como cargas de impedancia constante y corriente constante, en cambio las cargas comerciales e industriales se modelan como cargas de potencia constante [12].

Se realiza una planificación determinista, para el estudio se proyecta dos escenarios de demanda, punta y valle. En la Tabla 1, se presenta los datos correspondientes a la demanda punta y valle. Además, en la Tabla 2, se expone el instante en la que se da la demanda punta, valle y las respectivas potencias totales.

Tabla 1: Datos de demanda punta y valle

| Demanda punta y valle proyectada |               |               |               |              |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Nudo                             | kW            | kVAr          | kW            | kVAr         |
| 806                              | 60,5          | 31,9          | 39,9          | 21,1         |
| 808                              | 17,6          | 8,8           | 11,6          | 5,8          |
| 816                              | 185,9         | 95,7          | 122,7         | 63,2         |
| 824                              | 49,5          | 24,2          | 32,7          | 16,0         |
| 828                              | 4,4           | 2,2           | 2,9           | 1,5          |
| 830                              | 57,2          | 25,3          | 37,8          | 16,7         |
| 854                              | 4,4           | 2,2           | 2,9           | 1,5          |
| 858                              | 18,7          | 8,8           | 12,3          | 5,8          |
| 834                              | 35,2          | 18,7          | 23,2          | 12,3         |
| 860                              | 226,6         | 133,1         | 149,6         | 87,8         |
| 836                              | 134,2         | 69,3          | 88,6          | 45,7         |
| 862                              | 30,8          | 15,4          | 20,3          | 10,2         |
| 844                              | 455,4         | 352           | 300,6         | 232,3        |
| 846                              | 49,5          | 25,3          | 32,7          | 16,7         |
| 848                              | 91,3          | 64,9          | 60,3          | 42,8         |
| 840                              | 29,7          | 23,1          | 19,6          | 15,2         |
| 890                              | 495           | 247,5         | 326,7         | 163,4        |
| <b>Total</b>                     | <b>1945,9</b> | <b>1148,4</b> | <b>1284,3</b> | <b>757,9</b> |

Tabla 2: Escenarios de demanda

| Hora  | Potencia (kW) | Escenario     |
|-------|---------------|---------------|
| 5:00  | 1284,3        | Demanda valle |
| 14:00 | 1945,9        | Demanda punta |

En este estudio se planteará una planificación cuyo horizonte temporal será un año y para ello se presenta dos casos de estudio (escenarios) para el respectivo análisis. A continuación se procede a describir los dos casos de estudio.

#### a) Red sin generación distribuida

Como se describió anteriormente, se hará una proyección de incremento de carga máxima anual. En este caso para satisfacer la demanda proyectada se incrementara la generación en la subestación de cabecera y se realizara la respectiva corrida de flujos de cargas y le extracción de pérdidas del sistema, niveles de tensión y cargas de la línea.

Cabe recalcar que en este caso simplemente se propone un incremento de generación, es decir la topología y calibre de conductores no serán modificados.

#### a) Red con generación distribuida

En este caso se realizará una planificación de G.D., y para su correcta ubicación y

determinación de capacidad de generación se aplicará el algoritmo que se explicara en el siguiente apartado. En la actualidad no existe regulación que determine la ubicación de la G.D. ya que el lugar de ubicación depende del cliente. Para determinar el número de generadores a instalar se hace uso del indicador denominado nivel de dispersión (% ND), el cual este definido por (5), y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, presenta los valores del índice en donde se considera diecisiete barras con carga.

$$\%ND = \frac{\#Barras_{GD}}{\#Barras_{carga}} \times 100 \quad (5)$$

En donde  $\#Barras_{GD}$  es el número de barras en las que existe GD y  $\#Barras_{carga}$  son las barras en las que hay carga conectada.

**Tabla 3: Niveles de dispersión**

| Nº de barras con GD | Nivel de dispersión (%) |
|---------------------|-------------------------|
| 1                   | 5,9                     |
| 2                   | 11,8                    |
| 3                   | 17,6                    |
| 4                   | 23,5                    |
| 5                   | 29,4                    |
| 6                   | 35,3                    |
| 7                   | 41,2                    |
| 8                   | 47,1                    |
| 9                   | 52,9                    |
| 10                  | 58,8                    |
| 11                  | 64,7                    |
| 12                  | 70,6                    |
| 13                  | 76,5                    |
| 14                  | 82,4                    |
| 15                  | 88,2                    |
| 16                  | 94,1                    |
| 17                  | 100,0                   |

Hay que tener en cuenta que el nivel de dispersión variará dependiendo de la capacidad del generador a instalarse, debido a que se puede tener varios generadores de pequeña potencia o pocos de gran potencia, por lo que dicho nivel será determinado al finalizar el proceso propuesto.

Otro indicador empleado para la integración de GD es el nivel de penetración (%NP), el cual está definido por (6). Se debe considerar

que el nivel de penetración no es siempre el mismo para un determinado sistema ya que la demanda total varia en el tiempo (demanda punta, valle etc.).

$$\%NP = \frac{P_{GD}}{P_{carga}} \times 100 \quad (6)$$

Donde  $P_{GD}$  es la potencia entregada por todos los generadores distribuidos y  $P_{carga}$  es la carga total del sistema.

El índice de penetración será calculado al finalizar el proceso de ubicación y determinación de la potencia del GD que produzca las menores pérdidas de potencia activa del sistema. Para efectos del estudio se empleará un generador de prueba cuya capacidad nominal se selecciona teniendo como referencia el análisis presentado en [4], donde se recomienda un porcentaje de penetración equivalente a 2/3 del total de la demanda del sistema y con el criterio de evitar que los flujos se inviertan a través del transformador que contiene la red.

Para efectos de estudio se considera que la demanda punta es igual a la demanda instalada con un valor de 1945,9 kW, los 2/3 de dicha demanda es igual a 648,6 kW, este sería la capacidad nominal inicial de GD de prueba, pero considerando que la demanda en la barra 890, la cual esta aguas abajo del transformador es igual a 495 kW, se selecciona la capacidad nominal de GD de prueba de 450 kW para evitar la inversión de flujos a través del transformador y considerando que es un valor comercialmente disponible.

## 2.4 Algoritmo para ubicación de Generación Distribuida

En la implementación del algoritmo se considera un modelo integrativo mono-objetivo, el objetivo es minimizar las pérdidas totales del sistema teniendo en cuenta los requerimientos de crecimiento de la demanda, manteniendo criterios técnicos a lo largo del horizonte de planificación. Para ello se busca una adecuada ubicación y tamaño (capacidad) de los generadores distribuidos. Las

restricciones que se tendrán en cuenta son el límite de capacidad de las líneas, límite de capacidad de potencia de los generadores y límite de tensión en los nudos. En términos matemáticos el modelo de planificación se puede representar por  $\text{Min}[f(x)]$ , sujeto a restricciones de desigualdad  $g(x) \leq 0$ .

Para el caso de la tensión en los nudos, este debe permanecer dentro de un intervalo adecuado que permita el correcto funcionamiento de cada una de las cargas que conforman el sistema, para este caso se permite una variación de  $\pm 5\%$  de la tensión nominal.

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (7)$$

Donde  $U_{\min}$ , es el límite de tensión mínima en el nudo  $i$ ,  $U_i$  es la tensión existente en el nudo  $i$  y  $U_{\max}$  es el límite máximo en el nudo  $i$ .

De igual manera, para el caso de las restricciones se tiene que para el caso de la capacidad de transporte de flujo de la línea ( $i, j$ ), el cual está determinada por el límite térmico (Ampacidad). La expresión matemática se muestra en (8).

$$0 \leq S_{ij} \leq S_{ij,\max} \quad (8)$$

Donde  $S_{ij}$  es la potencia en kVA en la línea entre el nudo  $ij$ ,  $S_{ij,\max}$  es el límite máximo de potencia en la línea  $ij$ .

En cuanto los generadores, se establece el límite de potencia activa que pueden entregar a la red. La expresión mostrada en (9), determina dicha restricción.

$$0 \leq P_i \leq P_{\text{nom}} \quad (9)$$

Donde  $P_i$  representa la potencia entregada por el GD y  $P_{\text{nom}}$  es la potencia nominal del generador distribuido.

Una vez determinado el objetivo que se busca, las restricciones a cumplir y con el propósito de realizar una planificación de ubicación adecuada y determinar la capacidad del generador se propone un algoritmo que permite realizar un proceso adecuado para dicho análisis.

En primer lugar se expone algunas consideraciones a tener en cuenta, las cuales podrán ser modificados o mejorados en trabajos posteriores.

- Se plantea inicialmente que todos los nudos de cargas son posibles candidatos para la instalación de un punto de generación.
- La conexión de los generadores se realiza mediante convertidor, por lo que detrás de dicho convertidor la fuente de generación distribuida podrá ser cualquier tipo ya sea renovable o convencional.
- No se considera un transformador para elevar la tensión de la fuente de generación. Para el caso de simulación en DIGSILENT el convertidor permite conectar directamente la fuente en la red.
- Los generadores trabajaran a un factor de potencia igual a 1.
- El análisis se hará en estado estacionario.

En general se tendrá un objeto principal el cual llamará a subrutinas y en base a los datos que provee el software al realizar el correspondiente flujos de carga se extraen los datos de pérdidas, tensiones en barras, cargas de líneas, los cuales retornan y son almacenados en el proceso principal para realizar cálculos de índices, evaluación de restricciones y exportación de datos para su posterior análisis.

El algoritmo plantea básicamente la asignación de demanda en los puntos de carga, después se procede con la generación dos escenarios, uno denominado caso base y el otro escenario con GD. El objetivo es hacer recorrer (migrar) a un generador de prueba por todas las barras que son posibles candidatos para la ubicación de un generador distribuido y la vez incrementar la potencia del generador y

así ir definiendo la ubicación que obtenga como resultado las mínimas pérdidas de potencia activa. Después de cada integración de un generador se actualiza el caso base (se adiciona el GD seleccionado) y con ello se vuelve a definir el nuevo lugar para el próximo generador y así sucesivamente. Cabe destacar que el criterio que determina la ubicación y tamaño del GD seleccionado está determinado por las restricciones impuestas.

Para la implementación y extracción de datos se emplea programación DPL (DIgSILENT Programming Language). En la Figura 5 se presenta la estructura principal de un comando DPL. Se emplea dichos comandos debido a que permiten generar una interfaz para automatizar procesos que tiene disponible Power Factory.

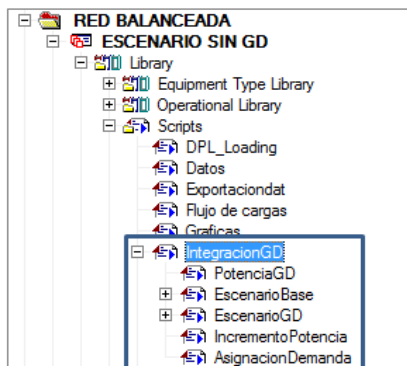


Figura 5: Estructura en DIgSILENT

Se denomina IntegracionGd al programa principal encargado de buscar la ubicación y tamaño adecuado de la G.D., es aquí donde, se inicializa variables, se define el número de iteraciones dependiendo del porcentaje de incremento de potencia activa del GD en análisis. Para este caso de estudio se realizara incrementos de 22,5 kW siendo el 5% de lo potencia nominal del generador. Este incremento se lo realiza con la finalidad de buscar el tamaño de generador que genere las menores pérdidas posibles.

Además contiene instrucciones para abrir las carpetas en donde se guardara los resultados, ejecuta las subrutinas mediante el comando (Execute ()), específicamente envía y recibe resultados de las subrutinas. Los

resultados son empleados para calcular los índices de perdidas, de variacion de tension y sobrecarga presentados en [7]. Además realiza la verificación del cumplimiento de restricciones tanto de niveles de tensión como de sobrecarga en las líneas. En caso de incumplir una de las restricciones se identifica el nivel de penetración para el cual incumplió dicha restricción y con ello facilitar el análisis de los resultados en la búsqueda de la mejor ubicación.

Como el proceso de integración de GD, se lo realiza progresivamente es decir, se va adicionando a la red uno a la vez, es necesario analizar los datos cada vez que se quiera ubicar un nuevo generador. Una vez identificado la barra en donde se ubicará el primer generador, el programa mantiene fijo dicho valor de potencia y hace migrar el generador de prueba por todas las restantes barra en búsqueda de la nueva ubicación para el siguiente generador y así progresivamente hasta integrar la cantidad de generadores establecidos inicialmente.

Para cada una de las iteraciones, se realiza la exportación de datos en formato de Excel (.xls), los cuales serán finalmente adecuados en una plantilla general que permite al planificador determinar la mejor ubicación en función de la información que envía el algoritmo. Además dicha información será de utilidad para realizar los gráficos correspondientes para visualizar el progreso de disminución de pérdidas, tensiones en barras y sobrecargas de líneas durante el proceso de integración.

La secuencia de ejecución de las subrutinas que permiten desarrollar el proceso del comando principal Integración GD descrito anteriormente es la siguiente.

1. Asignacion de la demanda

Tiene la función de asignar valores de potencia activa y reactiva a cada una de las cargas y con ello permite generar distintos escenarios de demanda.

2. Determinacion de escenario Base

Escala todos los generadores conectados e identifica cual está activado, para después dar la orden de desactivar dichos generadores para obtener el escenario sin GD. Además, calcula datos de pérdidas de potencia activa, tensiones de los nudos y sobrecargas de las líneas.

### 3. Asignación de potencia del generador G.D

Asigna la potencia del generador a integrar, el cual fue seleccionado y además mantiene activo dicho generador y consigue evitar que entre en el bucle que incrementa la potencia de manera porcentual.

### 4. IncrementoPotencia

Contiene dos bucles, el primero permite incrementar la potencia activa del GD en cada iteración y el segundo hace migrar el generador de prueba por cada uno de la barras del sistema (17 barras).

### 5. Escenario con GD

Habilita el escenario con GD y realizar el cálculo de flujos, pérdidas de potencia, desviación de tensión y sobrecarga de las líneas. Este proceso de cálculo se realiza para cada iteración y para todas las barras candidatas donde se puede instalar un generador distribuido.

Después de haber descrito la estructura del programa principal y de cada una de las subrutinas, en la Figura 6 se presenta el algoritmo completo para la planificación de generación distribuida objetivo inicial planteado en el desarrollo de la investigación. A continuación se explica el procedimiento con mayor detalle.

- El planificador primero deberá establecer el escenario de demanda a analizar (demanda punta o demanda valle).
- Hay que definir la cantidad de generadores a integrar, esto debido a que el algoritmo de ubicación de GD realiza la integración de un generador a la vez.
- Inicializar la variable N, la cual permite controlar el número de iteraciones en el

caso que se quiera automatizar este proceso.

- Antes de ejecutar el algoritmo de ubicación se debe ubicar generadores distribuidos en todas las barras candidatas en la red implementada en DigSILENT, esto permite migrar el generador de prueba por cada una de las barras y considerar todas las ubicaciones posibles.
- Se procede a ejecutar el algoritmo Integración GD, el cual proveerá de los datos necesarios para definir la ubicación y tamaño del GD.
- Una vez analizados los resultados, se procede a continuar con la integración del siguiente GD y se procede de la misma manera hasta que la variable N supere al número de GD establecidos inicialmente.
- Finalmente el planificador realizará y presentará el informe correspondiente, indicando la ubicación y tamaño de los generadores distribuidos determinados en el proceso de planificación.

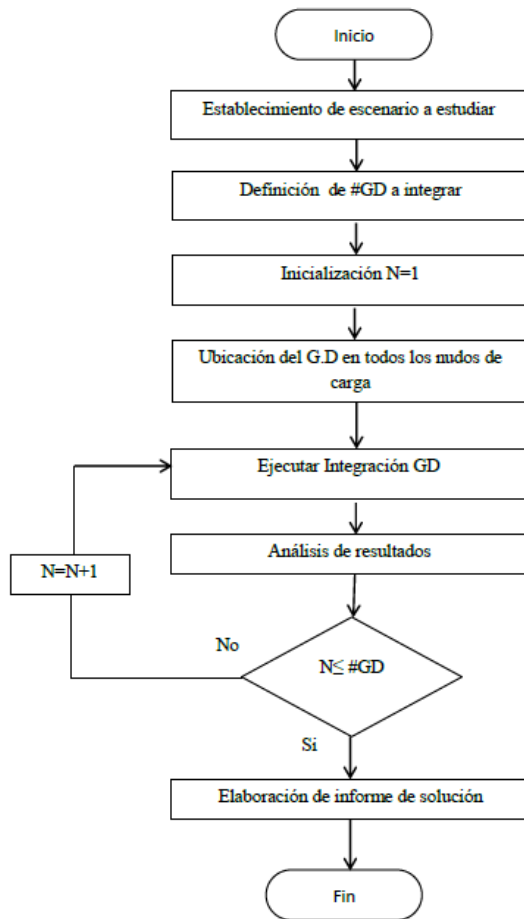


Figura 6: Procedimiento para integración de G.D.

El procedimiento mostrado en la Figura 6 se aplica a la red IEEE, en la etapa de análisis de resultados se elegirá la solución (ubicación, capacidad) que produzca como resultado las menores pérdidas posible siempre y cuando se satisfaga las restricciones establecidas inicialmente.

Hay que tener en cuenta que el tipo de integración de generación distribuida propuesto es determinista y aplicable para un determinado instante del tiempo y cuyos resultados son analizados en el estado estacionario.

## 2.4 Resultados de simulaciones

Una vez definidos los datos, escenarios y la correspondiente implementación del proceso en DIgSILENT se procede con la integración de generación distribuida aplicado a la red estándar IEEE. Para el análisis se tendrá dos casos de estudio, el primero se lo realizará

considerando la no operación de los reguladores de tensión, es decir, el cambiador de tomas en posición neutral y el segundo caso se considera la red con los reguladores en operación (posiciones originales de la toma que presenta la red IEEE). El motivo de dejar sin operar los reguladores es la de representar una red en mal estado y aplicar por completo el proceso propuesto, para con ello identificar las mínimas pérdidas de potencia activa que se conseguirá con un nivel de penetración de generación distribuida del 100 % y además hacer visible la variación de tensiones en barras y cargas en las líneas.

Para los dos casos de estudio, se plantea el análisis y comparación de parámetros considerando escenarios con y sin generación distribuida. Además, para cada escenario se tendrá en cuenta la demanda punta y valle. Debido a lo expuesto, la ubicación y tamaño óptimo se determinada considerando la demanda punta, ya que será el escenario que más pérdidas ocasione en el sistema y para valores menores de demandas se mantendrá las ubicaciones y lo que cambia es la potencia (tamaño) del generador.

Por otra parte, en el proceso se muestran en detalle los valores de índices para las barras 890, 844, 860, 858 y 856 siendo estos puntos los lugares óptimos para la ubicación de GD, los cuales son determinados durante el proceso. Sin embargo, en el desarrollo se calcula los índices para todas las barras que conforman la red, cada vez que se integra un generador.

De igual manera, los resultados de pérdidas, tensiones en barras y cargas de las líneas, que se generan durante el proceso, son presentados de forma conjunta para los dos escenarios propuestos, considerando la variación de datos con demanda punta y valle. El objetivo de representar en conjunto los datos es poder visualizar la variación de los parámetros en estudio.

### 2.2.1 Simulación con integración de G.D

Como punto de partida, se considera que todas las barras de carga son posibles

candidatos para albergar una planta de generación, se plantea esta situación debido a que es factible incentivar a al consumidor a instalar un centro de generación o mejorar uno ya instalado para que se adapte a los objetivos buscados.

Hay que considerar que la integración de generación distribuida se realiza de manera progresiva, es decir, se integra un generador a la vez, se tiene 17 barras de carga por lo que se deberá analizar cada una de esas ubicaciones. Para identificar de forma general cual sería la ubicación que provoque la mayor disminución de pérdidas, se emplea el índice de pérdidas cuyo cálculo está determinado por (1), con el cual se identifica a priori como afecta el integrar el generador en distintas ubicaciones y con diferentes tamaños de potencia activa.

Una vez que se tiene adecuado la red, se parte con el cálculo de los índices (en pu) propuestos en [1], los cuales darán una visión general para la ubicación de los generadores y los cuales permiten determinar en primera instancia los efectos causados con la integración del primer generador (IGD1).

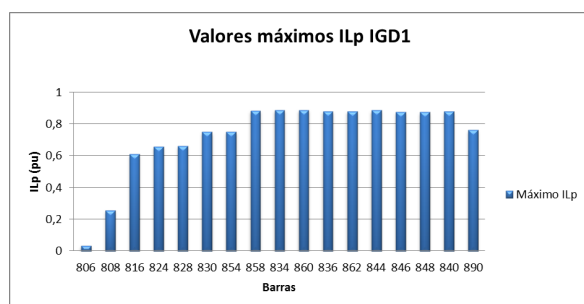


Figura 7: Volores maximos del indice de perdidas

Para la ubicación del primer generador se procede a ejecutar el algoritmo implementado en DIgSILENT (Integración GD), el cual hace migrar (recorrer) al generador de prueba por cada una de las barra y a la vez incrementa la potencia activa en pasos del 5% de la potencia límite establecida de 4000 kW. Se estable tal cantidad de potencia con la finalidad de obtener datos que permitan observar por completo la variación de la curva de índice de pérdidas para la red en estudio. En la Figura 8 se presenta las pérdidas de la red cuando los generadores distribuidos se ubican en

diferentes barras y con distintas capacidades.

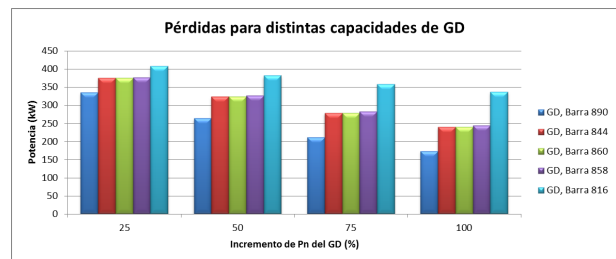


Figura 8: Pérdidas de potencia para distinta capacidad de GD

Con los datos proporcionados por el algoritmo, para esta primera integración en el proceso de planificación, se tiene como resultado, que la mejor ubicación es en la barra 890 con un tamaño de 450 kW. Además, se puede verificar en la Figura 9, en la curva de índice de pérdidas correspondientes a la barra 890, que para una potencia de 450 kW, se tiene una mayor reducción de pérdidas en relación al resto de barras de la red.

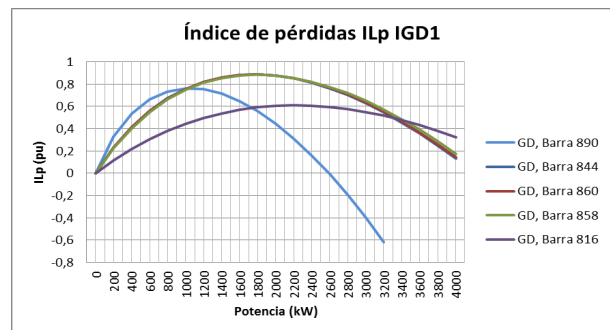
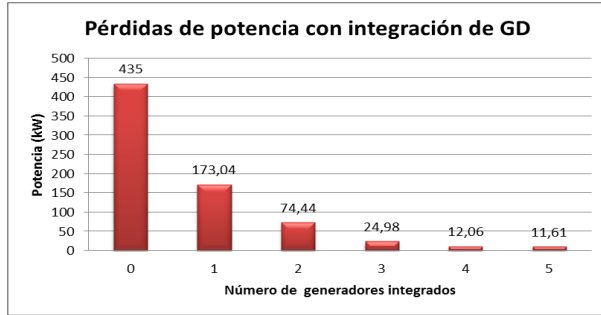


Figura 9. Índice de pérdidas con un G.D.

Con el mismo procedimiento se integra más generadores distribuidos mientras se cumpla las restricciones técnicas.

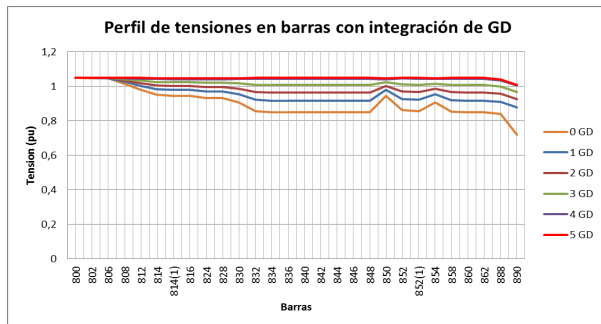
Como era de esperar, según se avanza en el proceso de planificación, las pérdidas toman distintos valores, siendo menores que 435 kW cuando no hay GD. En la Figura 9 se presenta la variación de las pérdidas a medida que se incrementa el número de generadores.



**Figura 10: Pérdida de potencia con integración de G.D**

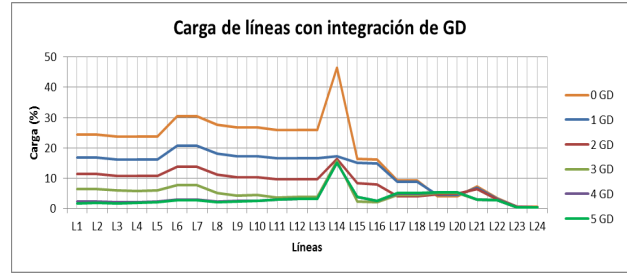
La Figura 10, muestra que las mínimas pérdidas se consiguen cuando se integra el quinto generador, con un valor de 11,61 kW. Con lo que se demuestra que una ubicación adecuada permite reducir de manera notable las pérdidas totales del sistema.

Además en la Figura 11 y Figura 12, se presenta los perfiles de tensiones y valores de carga de las líneas respectivamente. En los cuales se observa las variaciones de dichos parámetros en función del incremento de unidades.



**Figura 11: Perfil de tensiones con G.D**

Basado en la Figura 11, se puede afirmar que la integración de GD, además de conseguir las mínimas pérdidas se consigue un perfil plano (regular) de tensiones, consiguiendo el objetivo que muchos planificadores buscan al momento de diseñar las redes eléctricas.



**Figura 12: Carga en las líneas con G.D**

Además, las cargas de cada línea se tienden a homogenizar, el pico que se presenta en la línea 14, es debido a que solo la primera unidad contribuye a disminuir la carga y luego permanece invariante, esto debido a la ubicación de la línea en un extremo de la red.

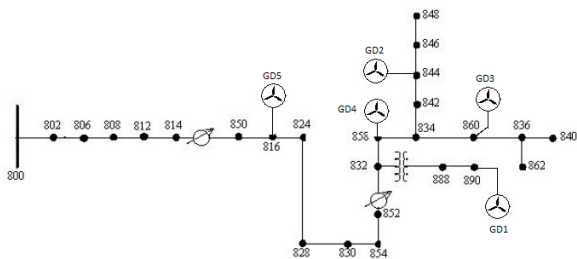
En la Tabla 4 se presenta la ubicación y el tamaño de los generadores integrados, los cuales han sido determinados aplicando el procedimiento propuesto. Los datos son tanto para escenario con demanda punta (objeto de análisis), como para el escenario valle. Se plantea el escenario de demanda valle con la finalidad de demostrar que la ubicación no cambia para obtener las mínimas pérdidas con distintas demandas, lo que se ve modificada es la cantidad de potencia (tamaño) del generador.

**Tabla 4: Capacidad del G.D**

| Ubicación    | Tamaño del GD (kW) |            |
|--------------|--------------------|------------|
|              | Escenario          |            |
|              | Punta              | Valle      |
| Barra 890    | 450                | 315        |
| Barra 844    | 450                | 450        |
| Barra 860    | 450                | 180        |
| Barra 858    | 450                | 0          |
| Barra 816    | 135                | 0          |
| <b>Total</b> | <b>1935</b>        | <b>945</b> |

En la Figura 13 se presenta la red estándar modelada en DigSILENT y los generadores distribuidos integrados de manera eficiente con la metodología inicial planteada para el posterior análisis a medida que se avance con

la investigación.

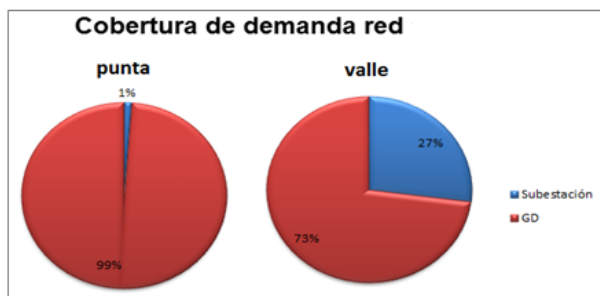


**Figura 13: Red IEEE modelada en DigSILENT**

En la Figura 13, se identifica que para la disminución de pérdidas, la ubicación óptima tiende a ser en los centros geométricos de los lugares en donde se concentra los puntos de carga o en los lugares que presenten una carga de gran tamaño.

Cabe recalcar, que en la integración no se hizo modificaciones en la topología de red, ni tampoco se realiza cambio de conductores esto debido a que el estudio inicial esta orientado a demostrar que la generación distribuida es beneficiosa pudiendo ser concebida en las redes existentes (no planificadas para la integración de GD).

En la Figura 14 se presenta el porcentaje de cobertura de la demanda mediante la potencia de los generadores distribuidos y la potencia aportada desde la subestación.



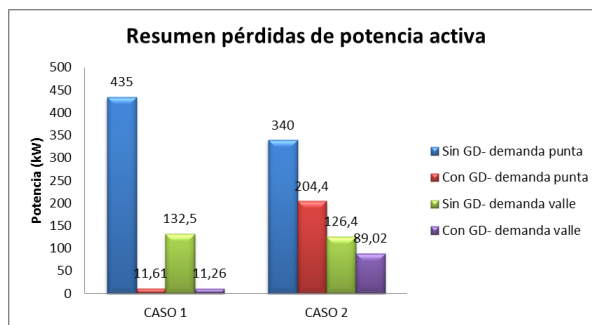
**Figura 14: Cobertura de la demanda punta y valle**

Prácticamente al proyectar el quinto generador se cubre la demanda en su totalidad mediante la potencia de los generadores distribuidos (demanda punta). Con ello queda claro que, las mínimas pérdidas se consigue cuando la generación distribuida es igual a la carga demanda, siempre y cuando las ubicaciones sean las correcta. Hay que tener en cuenta que no se trata simplemente de cubrir el

100 % de la demanda con este tipo de generación sino más bien sacar el máximo beneficio respetando los límites operativos de la red.

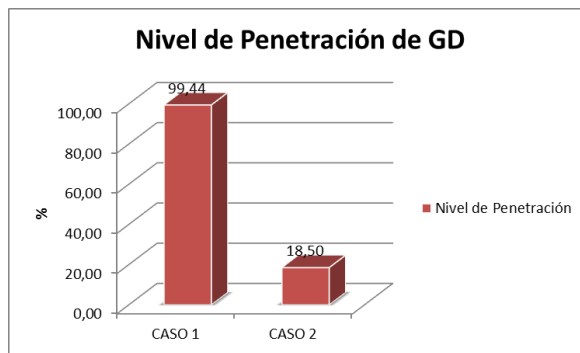
Una vez finalizado el proceso para los dos casos planteados (sin y con reguladores), se identifica la influencia que tiene la potencia activa en la reducción de pérdidas del sistema y por otra parte se verifica que una ubicación y tamaño (potencia) adecuada del generador permite incrementar el índice de penetración y por ende mayor reducción de pérdidas de potencia activa. También es claro que la ubicación se relaciona con los niveles de tensión, tal como se puede constatar a medida que se realizaba el proceso de integración propuesto.

En la Figura 15 se presenta el resumen, de los valores de pérdidas obtenidos en los dos casos de estudio.



**Figura 15: Resumen de pérdidas de potencia activa**

De los resultados obtenidos se verifica la influencia del regulador de tensión, esto debido a que dicho elemento actúa sobre el nivel de tensiones. Y de igual manera en Figura 16, se presenta el índice de penetración de generación distribuida para cada caso.



**Figura 16: Nivel de penetración de GD**

Se constata la relación entre el nivel de penetración de generación distribuida y la reducción de pérdidas, es decir mientras más potencia se integre se logra un menor porcentaje de pérdidas. El límite de reducción está determinado por los niveles de tensión en barras y cargas en las líneas. Por lo que es importante encontrar el lugar adecuado (óptimo) para la ubicación del nuevo generador y el correspondiente tamaño del generador.

Finalmente, se determina el nivel de dispersión, el cual es calculado usando (6), de donde se determina que para el caso uno se tiene un nivel de dispersión de 29,4 y para el caso dos de 11,8, considerando 5 y 2 generadores distribuidos respectivamente. Con ello se afirma que mientras mayor es el nivel de dispersión menores pérdidas de potencia activa hay en la red y mejores beneficios se obtiene con la integración adecuada de generación distribuida.

## 2. SISTEMA MULTIAGENTES

Para la implementación de la metodología se tomara de referencia los resultados obtenidos en la primera parte de la investigación y se optará por emplear agentes inteligentes los cuales recolectaran la información que se obtenga de la red de distribución luego del respectivo cálculo de flujo de cargas, de igual manera transmitirán la información hacia el control central en donde mediante algoritmos se optimizará las diferentes funciones objetivos, para la minimización de pérdidas de potencia activa en función de la ubicación de generación distribuida y un posible cambio en la reconfiguración de la red ya sea por maniobra, falta o ampliación de red.

Para la elaboración de la metodología propuesta es necesario conseguir interfaz entre diferentes programas de software, teniendo al momento analizado dos alternativas la primera interfaz DigSILENT-Matlab y DigSILENT-JAVA. El interfaz será definido dependiendo de los tiempos de simulación protocolos de comunicación y la facilidad de intercambio de

información.

La primera opción es usar Python API para integrar DigSILENT con otras herramientas, ya que da acceso completo y control de todos los objetos, características y funcionalidades de Power Factory [13]. El esquema de la base de datos y el tipo de información a guardar se ira definiendo a medida que se avance con la investigación. En la Figura 17 se presenta la propuesta de la estructura de un agente inteligente.



Figura 17: Modelado de una línea como agente

## 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los índices de pérdidas, de variación de tensión y sobrecarga implementados y graficados en función del incremento de potencia para distintas ubicaciones de los generadores han permitido generar curvas de análisis que son válidas para el sistema completo y con ello se identifica la variación de tensiones, cargas y pérdidas en distintos puntos. También permiten observar la mejoría del sistema tomando como referencia la operación del sistema cuando no hay elementos de generación distribuida, lo que facilita la toma de decisiones en el proceso de

integración de GD.

La implementación del proceso en DIgSILENT, mediante los comandos DPL hace posible la automatización de los cálculos que se necesitan realizar en cada una de las iteraciones a medida que el generador de prueba migra (avanza) en las barras del sistema. Para ello se hace uso de los modelos de elementos de red, los cuales están en la librería del software. También con la programación DPL, se accede a los comandos y subrutinas propios del programa, con lo que se puede realizar de manera eficiente el cálculo de flujos de carga y extraer dichos resultados para el posterior cálculo de índices, evaluación de restricciones y exportación hacia otros programas mediante la correspondiente interfaz.

Se verifica que para una mayor penetración de generación distribuida es necesario el control de potencia reactiva, con el propósito de controlar el nivel de tensiones y así evitar sobretensiones en el nudo de conexión y nudos cercanos. Además se concluye que cuando el sistema de distribución está en mal estado más notorio el impacto de la implementación de centros de generación distribuidos, debido a que se visualiza la mejora en los niveles de tensión, el aplanamiento del perfil de tensiones y la reducción de carga de las líneas.

El proceso propuesto y la implementación del algoritmo mediante comandos DPL en DIgSILENT servirá de base para el desarrollo de la metodología mediante sistema multiagentes para la integración de generación distribuida en la red eléctrica con el objetivo de reducir pérdidas de energía, para ello se necesita la implementar una interfaz DIgSILENT-JAVA, el cual permita exportar y almacenar el conjunto de soluciones generadas durante el proceso por parte del algoritmo y así considerar la aplicación de un método de optimización heurístico para la búsqueda de una solución óptima. Además, de hacer uso de las potencialidades programación que presenta JAVA, se podrá implementar un interfaz para el ingreso de datos de entrada y visualización de resultados.

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a la Universidad del País Vasco por darme la oportunidad de estudiar a través de su programa de doctorado en Sistemas de Energía eléctrica, de igual manera un extensivo agradecimiento al Dr. Igor Albizu director de la tesis, Dr. Leonardo Espinoza, Dr. Esteban Samaniego, Paul Aucapiña tutores.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. MASHHOUR, M. A. GOLKAR y S. M. MOGHADDAS-TAFRESHI, «Distributed generation expansion planning in active distribution network,» de 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011.
- [2] F. M. Gonzalez-Longatt y J. L. Rueda, Edits., PowerFactory Applications for Power System Analysis, Springer International Publishing, 2014.
- [3] Sarinda Lahiru Jayasinghe and Kullappu Thantrige Manjula Udayanga Hemapala, "Multi Agent Based Power Distribution System Restoration—A Literature Survey," Energy and Power Engineering, vol. 7, pp. 557-569, 2015
- [4] . W. H.L, «Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction,» de Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, 2000.
- [5] U. Sultana, Azhar B. Khairuddin, M.M. Aman, A.S. Mokhtar, and N. Zareen, "A review of optimum DG placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 63, pp. 363–378, May 2016.
- [6] Bahram Poornazaryan, Peyman Karimyan, G.B. Gharehpetian, and Mehrdad Abedi, "Optimal allocation and sizing of DG units considering voltage

- stability, losses and load variations," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 79, pp. 42–52, January 2016.
- [7] A. Nikolaidis, F. M. Gonzalez-Longatt y C. Charalambous, «Assessing the Renewable Energy Sources Integration Through a Series of Technical Performance Indices Using DIgSILENT PowerFactory DPL,» de *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, F. M. Gonzalez-Longatt y J. L. Rueda, Edits., Springer International Publishing, 2014, pp. 135-156.
- [8] . H. Seifi y M. S. Sepasian, *Electric Power System Planning*, Springer Berlin Heidelberg, 2011.
- [9] Distribution System Analysis Subcommittee Report, «Radial Distribution Test Feeders,» de *Power Engineering Society Winter Meeting*, 2001. IEEE , vol.2, Columbus, OH, 2001.
- [10] N. Mwakabuta, y A. Sekar, «Comparative Study of the IEEE 34 Node Test Feeder under Practical Simplifications,» de *Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American*, Las Cruces, NM, 2007.
- [11] J. O. Owuor, J. L. Munda y A. A. Jimoh, «The IEEE 34 Node Radial Test Feeder As A Simulation Testbench For Distributed Generation,» de *AFRICON*, 2011, Livingstone, 2011.
- [12] N. Mithulananthan, M. M. A. Salama, C. A. Canizares y J. Reeve, «Distribution system voltage regulation and var compensation for different static load models,» *International Journal of Electrical Engineering Education* , vol. 37, nº 4, pp. 384-395, October 2000.
- [13]
- Abhilash Kantamneni, LauraE. Brown, Gordon Parker, and WayneW. Weaver,