

PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BAJO UN MODELAMIENTO MULTITETAPA

Distribution systems planning under a multistage modeling

RESUMEN

El planeamiento de sistemas de distribución puede ser resuelto utilizando metodologías estáticas o multitetapa, donde estas últimas dividen el horizonte de planeamiento en varias etapas, proponiendo planes de inversión para cada una de ellas. Se presenta la aplicación de un modelo multitetapa al problema de planeamiento, para sistemas de prueba de 50 y 200 nodos. Se usa la técnica de búsqueda Tabú junto con un flujo de carga para resolver el modelo. Se comprueba que la metodología multitetapa propone costos menores que la metodología estática.

PALABRAS CLAVES: sistemas de distribución, planeamiento multitetapa. Búsqueda Tabú,

ABSTRACT

Distribution system planning problem might be solved using static or multistage methodologies, where the planning horizon is divided in several stages, proposing different investment plans to each one. An application to a multistage planning is presented to 50 and 200 nodes test systems. Tabu search and a power flow were used to solve the model. By using multi stage methodology better results are obtained

KEYWORDS: *distribution systems, multistage planning, tabu search.*

1. INTRODUCCIÓN

La expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica busca garantizar el continuo suministro de energía eléctrica por parte de las empresas prestadoras del servicio a los usuarios, teniendo en cuenta la expansión de los sistemas de distribución, estudio del crecimiento de la demanda de la energía eléctrica y la adecuada expansión del sistema, con el objetivo de garantizar la continuidad del servicio eléctrico, manteniendo la viabilidad económica de las empresas y un mínimo costo en la tarifa de la energía para el usuario.

El problema del planeamiento de la distribución puede ser planteado con el objetivo de minimizar el costo total del plan de expansión, que incluye los costos de inversión en líneas y subestaciones y los costos asociados a las pérdidas de energía en el sistema a lo largo del horizonte de planeamiento, manteniendo las restricciones técnicas del sistema.

El horizonte de planeamiento es el tiempo considerado para efectuar el plan de expansión del sistema. Dentro de este tiempo se considera el crecimiento de la demanda existente, así como la aparición de nuevos centros de consumo.

LUCAS PÉREZ HERNÁNDEZ

Ingeniero Electricista,
Profesor Catedrático
Universidad Tecnológica de Pereira
lucasperez@utp.edu.co

JOHN FREDY FRANCO B

Ingeniero Electricista,
Profesor Catedrático
Universidad Tecnológica de Pereira
jffb@utp.edu.co

OSCAR GÓMEZ CARMONA

Ingeniero Electricista,
Profesor Auxiliar
Universidad Tecnológica de Pereira
jr@utp.edu.co

GRUPO DE PLANEAMIENTO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Las opciones de expansión del sistema consisten en repotenciar las subestaciones y líneas existentes, ubicar y dimensionar nuevas subestaciones, localizar y dimensionar nuevas líneas y modificar la topología del sistema (reconfiguración). Siguiendo estas opciones de expansión, para el problema del planeamiento de la distribución se proponen modelos lineales y no lineales con variables enteras y continuas, siendo considerado un problema de alta complejidad matemática, del tipo NP completo, con un espacio de búsqueda grande debido al número de combinaciones posibles de las opciones mencionadas. El planeamiento de la expansión del sistema de distribución se ha abordado con técnicas heurísticas, técnicas de programación lineal, técnicas de optimización entera, siendo estas reservadas a problemas de tamaño mediano, y técnicas de optimización combinatorial como algoritmos genéticos y búsqueda tabú, aplicadas a sistemas reales de gran tamaño.

El planeamiento multitetapa de sistemas de distribución, puede ser tratado como un modelo monoetapa aplicado a una metodología multitetapa para el diseño de las redes de distribución en dos fases. En la primera fase se aplicaba el modelo monoetapa para conseguir una solución tomando las demandas que se tendrían en el último año del horizonte de planeamiento. En la segunda fase, el modelo monoetapa se aplicaba a cada uno de los periodos coordinando las líneas y subestaciones de acuerdo con el

análisis de la primera fase y los valores de demanda respectivos, como fue propuesto por Sun [1] en 1982.

Gonen y Ramírez-Rosado en su modelo de 1986 [2] utilizaron programación entera mixta dinámica en casos reales, incluyendo restricciones para las caídas de tensión y radialidad; los autores desarrollaron en 1991 una metodología pseudodinámica con un modelo detallado para el planeamiento óptimo de los sistemas de distribución.

Miranda en 1994 [3] utilizó algoritmos genéticos para el planeamiento multietapa, minimizando una función objetivo que consistía en la suma de los costos económicos de la red: fijos y variables, por inversión y pérdidas respectivamente, un costo relacionado con la confiabilidad y un costo asociado con las caídas de tensión en los nodos. La metodología era multietapa pseudodinámica, dado que no se tenía coordinación entre las etapas. Se usó un solo tipo de conductor para las líneas debido a la limitación de la codificación empleada. Tampoco se tenía como variable la capacidad de la subestación, sino que por el contrario, estas se debían determinar con anterioridad.

En este artículo se trata el problema del planeamiento multietapa, resuelto por medio de la técnica de optimización combinatorial Búsqueda Tabú [4], para lo cual se utiliza un modelo de planeamiento de sistemas de distribución que considera costos no lineales. Se muestran los resultados de la aplicación de esta técnica en dos sistemas de prueba de la literatura especializada.

2. EL PROBLEMA DEL PLANEAMIENTO MULTIIETAPA

Con el fin de conseguir una adecuada expansión del sistema, que cumpla con los criterios de calidad establecidos con un costo mínimo, se efectúan cambios en el sistema siguiendo las opciones consideradas en el planeamiento de sistemas de distribución [5]:

- Repotenciación de alimentadores existentes.
- Aumento de la capacidad de transformación de las subestaciones existentes.
- Localización y dimensionamiento de nuevos alimentadores.
- Localización y dimensionamiento de nuevas subestaciones.
- Modificación de la topología del sistema (reconfiguración de alimentadores).
- Ubicación de seccionadores e interruptores.
- Selección de la ubicación y tamaño de condensadores.
- Ubicación de reguladores de tensión.

Estas opciones permiten adecuar el sistema para cumplir con las condiciones exigidas para la prestación del servicio a los usuarios finales, de manera que al

ejecutarlas en conjunto se puede conseguir una expansión del sistema, optimizando costo de inversión y costos de operación del sistema [6], [7], [8].

El planeamiento puede hacerse considerando una o varias etapas en las que se subdivide el horizonte de planeamiento, de tal forma que se satisfaga la demanda en cada periodo de tiempo, como se propone en [6], y [9]. El primer caso se denomina monoetapa y el segundo se llama multietapa. Al dividir el horizonte de planeamiento en varios periodos se consigue un costo total menor, debido al mejor uso de los recursos disponibles, siendo que se pueden ejecutar las inversiones en el momento adecuado, en lugar de ser necesariamente al inicio como ocurre en el planeamiento monoetapa [10].

El planeamiento multietapa es pseudodinámico si cada etapa se resuelve de forma independiente, de tal manera que para la siguiente etapa se parte de la respuesta del periodo anterior; una variante consiste en resolver el problema para todo el horizonte de planeamiento y regresar etapa dejando las inversiones que se necesiten en cada punto. No obstante, se pueden incurrir en costo hundidos al adicionar un elemento en el sistema requerido en una etapa, pero que posteriormente no se requiere o se sobredimensiona [11], [12].

Por el contrario, se considera multietapa dinámico cuando el proceso de optimización tiene en cuenta al mismo tiempo todas las etapas, siendo así un planeamiento coordinado que consigue costos totales aún menores. En la figura 2 se ilustran estos conceptos.

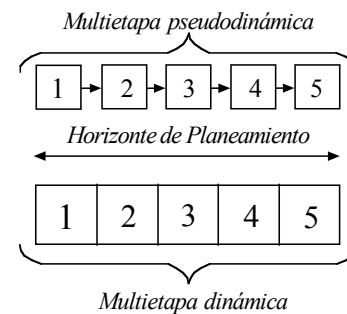


Figura 2. Tipos de planeamiento multietapa.

La dificultad de abordar el problema bajo una forma multietapa dinámica reside en que las variables y por ende las alternativas crecen, haciendo más compleja la búsqueda de soluciones.

Una explicación detallada del modelo de planeamiento usado en este trabajo puede ser consultado en [13], [12], [14].

El costo de fijo para una línea o subestación comprende el costo de los elementos usados y los costos de construcción o mano de obra necesarios. El costo variable corresponde el valor presente neto de las pérdidas de energía en las líneas y subestaciones a lo

largo del periodo de planeamiento considerado, que se calcula al multiplicar el costo de anual de las pérdidas por un factor de actualización que debe considerar la tasa de descuento, la tasa de inflación y el crecimiento de la demanda para el periodo. Los costos fijos y variables correspondientes a cada etapa deben ser llevados a valor presente neto con el fin de compararlos adecuadamente entre las diferentes etapas, para lo cual se usa la expresión:

$$VP_{\text{Costo}} = \frac{V_{\text{Costo año } n}}{(1+TD)^n}$$

donde:

VP_{Costo} : Valor presente del costo

$V_{\text{Costo año } n}$: Valor del costo en el año n

TD : tasa de descuento

3. APLICACIÓN DE LA BÚSQUEDA TABÚ AL PLANEAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN

Debido a que la configuración inicial puede tener nodos desconectados se usa un constructivo para llegar a una configuración en la cuál todos los nodos estén conectados. El constructivo se divide en dos partes. En la primera se determinan las subestaciones activas y sus tipos, de tal forma que la capacidad conjunta de las subestaciones pueda suplir la suma de las demandas en el sistema con un mínimo costo de inversión en subestaciones. En la segunda parte del constructivo, partiendo de las subestaciones definidas en la primera parte, se van agregando líneas para conectar nodos aislados del sistema. Al agregar líneas propuestas se debe conservar la radialidad del sistema, así que se añaden líneas que una un nodo ya conectado con uno no conectado. No se pueden agregar líneas que unan nodos conectados o un nodo conectado con una subestación porque se produciría un anillo. También se debe fijar el tipo para la línea que ingresa, para lo cual se usa un índice que indica el mejor tipo dependiendo de la potencia que transmite la línea [15], [16].

A partir de la configuración inicial obtenida usando el constructivo se aplica Búsqueda Tabú con memoria de corto plazo, para pasar a la configuración vecina de mejor calidad que no esté prohibida. Para evitar regresar a una configuración ya visitada se usa una lista tabú de un tamaño fijo, en la que se marca con un estado tabú a las líneas que entran y salen de la configuración. En el vecindario se consideran los cambios en la topología y tipos de línea, de tal manera que se conserva la estructura radial.

Cuando el proceso de Búsqueda Tabú con memoria de corto plazo no encuentra mejores soluciones después de un determinado número de iteraciones se aplica la diversificación de dos maneras:

- Dada una configuración se eliminan líneas de acuerdo a la memoria de permanencia. Se quita un cierto número de líneas que han permanecido por mayor

cantidad de iteraciones en las configuraciones exploradas.

- Se quitan todas las líneas y se modifican las subestaciones activas y sus tipos.

4. APLICACIÓN A CASOS DE PRUEBA

Se aplicó la metodología de planeamiento multietapa de sistemas de distribución para dos sistemas de distribución, de 50 y 200 nodos, de la literatura especializada. Se desarrolló una aplicación computacional en lenguaje C usando programación orientada a objetos.

Sistema de 50 nodos

En el caso de prueba de 50 nodos tomado de la referencia [4], [17]. Los datos del sistema: información de las demandas proyectadas, de las subestaciones y alimentadores existentes y propuestos, de los tipos de líneas y subestaciones se encuentran en [18]. El sistema cuenta inicialmente con dos subestaciones (51, 52), que pueden ser repotenciadas, y se proponen otras dos (53, 54), con el fin de abastecer la demanda futura. Se divide el horizonte de planeamiento en tres etapas de 5 años cada una y se aplica la metodología desarrollada para encontrar la expansión del sistema en cada etapa.

Para el planeamiento del sistema por etapas, se divide el periodo de planeamiento en tres etapas, donde se cuenta con la información de las demandas presentes en cada etapa. Las demandas se incrementan de una etapa a la otra y en nodos donde la carga era cero para una etapa, en la etapa siguiente puede presentarse carga. Los nodos en que la carga es cero también se proponen como posibles nodos de paso para conectar otros nodos; en la configuración final, los nodos sin carga son conectados solamente si es necesario tenerlos activos en el sistema.

	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
Costo total (M\$)	25636	3579	3579	37489
Costo variable (M\$)	5522	3633	2476	11631
Costo fijo líneas (M\$)	20114	2157	255	22526
Costo fijo S/E (M\$)	0	2484	848	3332

Tabla 1. Resultados económicos sistema 50 nodos planeamiento por etapas.

El tiempo de cómputo necesario para encontrar la solución al problema de planeamiento para el sistema fue de 3 segundos. Los resultados económicos del planeamiento por etapas se presentan en la tabla 1. Los costos para cada etapa son traídos a valor presente usando una tasa de descuento de 10%. En la etapa 2 se agrega una subestación del tipo 1 en el nodo 54 a un costo de \$2484 millones. En la etapa 3 se repotencian las subestaciones de los nodos 52 y 54 al tipo 2 con un costo de \$848 millones (valor presente del costo). Las líneas entre los nodos 34 y 35, y 35 y 36 entraron desde la primera etapa con el tipo 7, pero en la tercera etapa

cuando aumentaron las necesidades de capacidad, tuvieron que pasarse al tipo 8, lo que aumentó la inversión en las líneas.

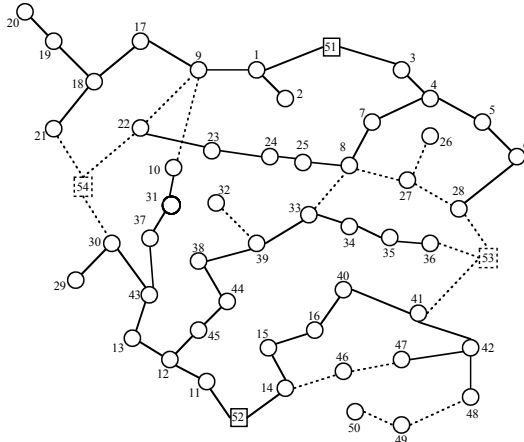


Figura 1. Red etapa 1 sistema de prueba 50 nodos.

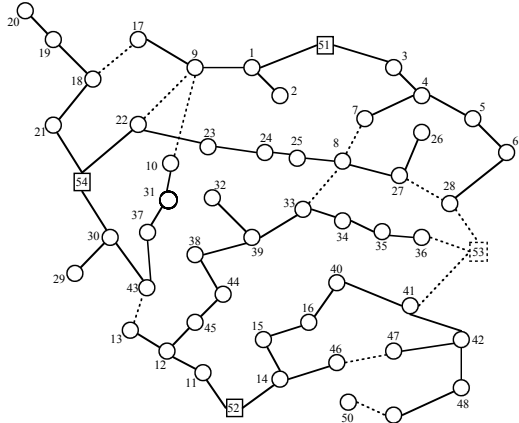


Figura 2. Red etapa 2 sistema de prueba 50 nodos.

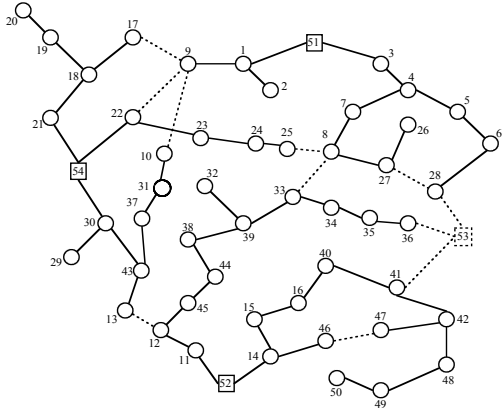


Figura 3. Red etapa 3 sistema de prueba 50 nodos.

Sistema de 200 nodos

El sistema de prueba 200 nodos fue tomado de la referencia [4], el cual corresponde a sistemas de tamaño real. Originalmente el sistema presenta una subestación en el nodo 201 del tipo 1; se propone una subestación adicional en el nodo 202. En el sistema hay 3 tipos de líneas y 2 tipos de subestaciones disponibles. En el sistema existen nodos sin carga que pueden servir para conectar partes del sistema.

Se realizó primero un planeamiento por etapas donde el horizonte de planeamiento se divide en tres etapas, donde en la primera las demandas están al 60%, en la segunda al 80% y en la tercera al 100% respecto a las demandas de la tabla.

	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
Costo total (M\$)	4172	389	440	5001
Costo variable (M\$)	240	219	204	663
Costo fijo líneas (M\$)	3932	170	236	4338
Costo fijo S/E (M\$)	0	0	0	0

Tabla 3. Resultado económico planeamiento dinámico sistema de 200 nodos caso 1

	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
Costo total (M\$)	5014	218	239	5471
Costo variable (M\$)	213	218	239	670
Costo fijo líneas (M\$)	4801	0	0	4801
Costo fijo S/E (M\$)	0	0	0	0

Tabla 4. Resultado económico planeamiento estático sistema de 200 nodos caso 1

También se realizaron pruebas para un incremento en la carga del sistema de 20%, donde se consideran las subestaciones ubicadas en los nodos 201 y 202 y la demanda se incrementa en tres etapas del 80% al 100% y al 120%. En la etapa 3 se repotencia la subestación del nodo 201 al tipo 2. En la etapa 2 se presenta una tensión de 0.942pu y una sobrecarga en la subestación de 1.3% (para el punto de potencia máxima).

Una configuración opcional donde la tensión mínima es 0.948pu y la sobrecarga de la subestación es 1.2% tiene un costo adicional de \$118 millones. Dependiendo de los criterios que se manejen se escoge la configuración; si los problemas operativos de tensión y sobrecarga se consideran pequeños y solucionables con otras alternativas como variación de taps en el transformador de la subestación o ubicación de condensadores, a un costo inferior al costo adicional de la configuración opcional, entonces se puede tomar la primera configuración.

	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
Costo total (M\$)	4664	394	2867	7925
Costo variable (M\$)	433	394	299	1126
Costo fijo líneas (M\$)	4231	0	2103	6334
Costo fijo S/E (M\$)	0	0	0465	4650

Tabla 5. Resultado económico sistema 200 nodos caso 2.

Para el planeamiento estático son consideradas las subestaciones de reserva presentes en el sistema (se agrega una subestación tipo 1).

	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
Costo total (M\$)	8855	130	143	9128
Costo variable (M\$)	127	130	143	400
Costo fijo líneas (M\$)	4728	0	0	4728
Costo fijo S/E (M\$)	4000	0	0	4000

Tabla 6. Resultado económico sistema 200 nodo planeamiento estático caso 2.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó el planeamiento multietapa de sistemas de distribución usando la técnica de búsqueda tabú para dos sistemas de prueba (sistema de prueba de 50 nodos, y el sistema de 200 nodos), encontrados en la literatura especializada.

Para el sistema de prueba de 50 nodos, el planeamiento por etapas, presenta una inversión reducida a la presentada en el planeamiento estático para este mismo sistema, debido que para el planeamiento por etapas las inversiones son realizadas en el momento en que el sistema las solicita y no desde el inicio del planeamiento. Para este sistema la inversión de mayor costo debe ser realizada al inicio de la segunda etapa donde se debe adicionar una subestación con un costo de 2484 M\$.

En el sistema de prueba de 200 nodos se presenta una inversión menor para el planeamiento multietapa que para el planeamiento estático, cuando se realiza un incremento en la carga del sistema de (60%, 80%, y 100%), respectivamente, algo favorable para esta situación de carga en el sistema es que no es necesario realizar inversiones en subestaciones para ninguno de los dos casos.

Cuando se realizan incrementos en la carga del sistema de 80%, 100%, y 120%, la opción más económica sigue siendo la ofrecida por el planeamiento multietapa, con la diferencia de que para esta condición deben ser adicionadas subestaciones al sistema de la siguiente forma: para el planeamiento por etapas una subestación al inicio de la etapa 3, con un costo de 465M\$, y para el planeamiento estático, se debe realizar al inicio del planeamiento con un costo de 4000 M\$.

La metodología de planeamiento multietapa conduce mejores soluciones para el planeamiento de sistemas de distribución, ya que las inversiones se ejecutan en las etapas a medida que se requieren en el sistema, en lugar de ser efectuadas al inicio del planeamiento.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] Sun, D.I., Farris D.R., Cote P.J., Shoults R.R. "Optimal Distribution Substation and Primary Feeder Planning Via the Fixed Charge Network Formulation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101 (3), 1982.

[2] Gonen, T. y Ramírez Rosado, I. J. "Review of distribution system planning models: a model for optimal multi-stage planning", IEEE Proceeding Part C, Vol. 133, 1986, No.7, p.p. 397-408.

[3] Miranda, V., Ranito, J. V., Proença, L. M. "Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9 No. 4, 1994.

[4] Gallego, R., Escobar, A., Romero, R. "Técnicas de optimización combinatorial", Universidad Tecnológica de Pereira, 2006.

[5] Burani, G. F., "Planejamento da expansao da distribucao primária com aplicacao de técnicas de transporte", X Seminario Nacional de Distribucao de Energía Eléctrica, Río de Janeiro, Oct. 1998.

[6] Franco; J. F. "Planeamiento de sistemas de distribución usando Búsqueda Tabú", Tesis de Maestría Universidad Tecnológica de Pereira, 2006.

[7] Franco; J. F., et al. "Modelamiento matemático del problema del planeamiento de la expansión de sistemas de distribución" Scientia et Technica Año XII, No 32, Diciembre de 2006. UTP.

[8] Gonen, T. y Foote, B. L. "Distribution system planning using mixed integer programming", Proceedings IEEE, Vol. 128, Part. C, p.p. 70-79.

[9] Khator, S. y Leung, L. C. "Power distribution planning: a review of models and issues". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12 No. 3, 1997.

[10] Kagan, N. "Electrical Distribution System Planning Using Multiobjective and Fuzzy Mathematical Programming", PhD Thesis, University of London. 1992.

[11] Miranda, V., Ranito, J. V., Proença, L. M. "Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9 No. 4, 1994.

[12] Proença, L.M., Miranda, V., Ranito J.V. "Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning", IEEE Transactions on Power Systems, PWRS-9 (4), 1993.

[13] Haffner, S. "Optimization model for expansion planning of distribution systems". 2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America.

[14] Díaz-Dorado, E. y Míguez, E. "Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of médium voltage". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17 No. 3, 2002.

[15] Franco; J. F., Restrepo, Y. S.. "Repotenciación de alimentadores primarios para la reducción de pérdidas" Scientia et Technica Año XII, No 30, Mayo de 2006. UTP.

[16] Bazan, F. A. "Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo busca tabu", Tesis de Maestría, Universidade Estadual Paulista, 2003.

[17] <http://www.gpsis.utp.edu.co/~jfranco/PSD/SP50n.txt>

[18] Ramírez Rosado, I. J. y Bernal-Agustín J. L. "Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13 No. 2, 1998.

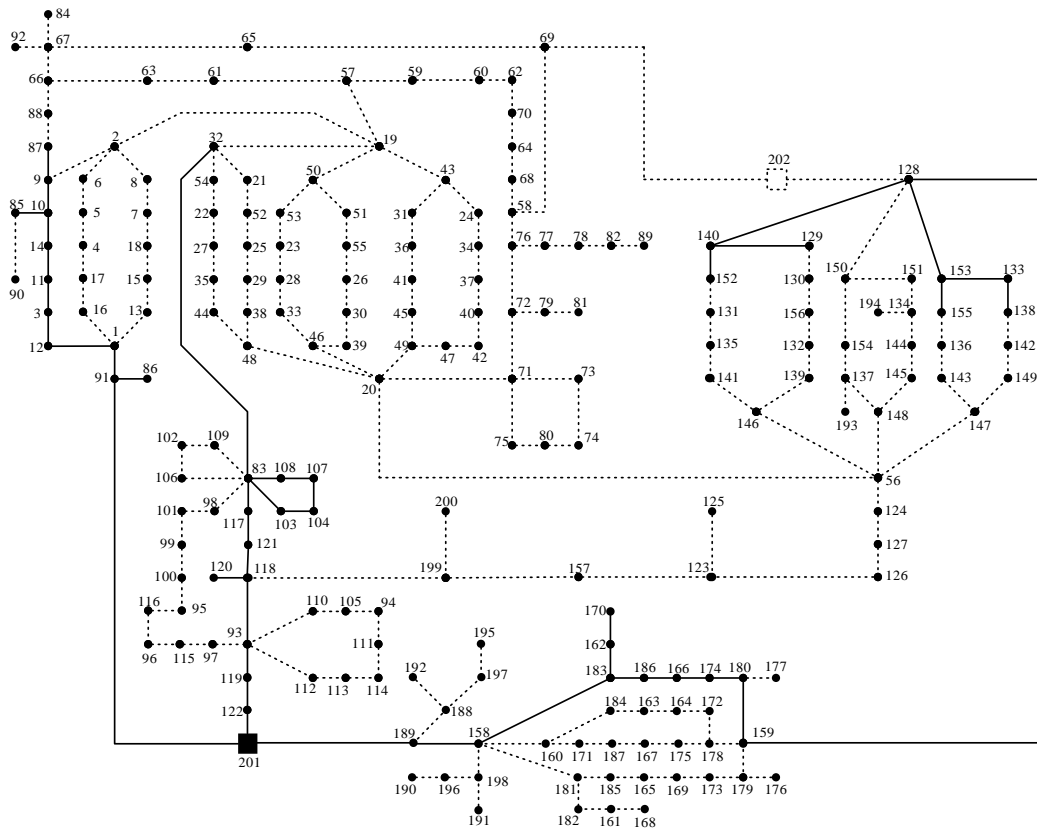


Figura 3. Red inicial sistema de prueba 200 nodos.

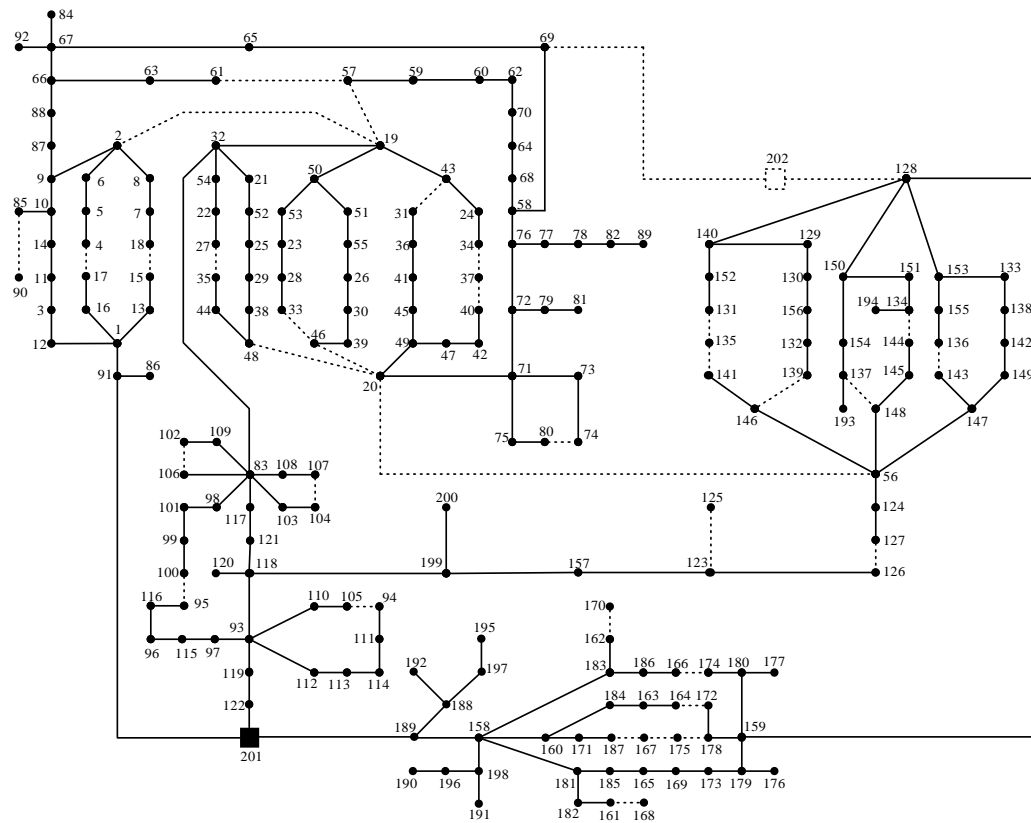


Figura 3. Red final sistema de prueba 200 nodos caso 1.