



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Esquema de planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida

Cesar Augusto León Henao

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Área Curricular de Sistemas e Informática
Medellín, Colombia
2017

Esquema de planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida

Cesar Augusto León Henao

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Maestría en Ingeniería - Sistemas Energéticos

Director:

Carlos Jaime Franco Cardona, Ph.D.

Codirector:

Santiago Horacio Hoyos Velásquez, Ph.D.

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Área Curricular de Sistemas e Informática

Medellín, Colombia

2017

Resumen

La planificación de la expansión de un sistema de distribución se encarga de abastecer la demanda de energía eléctrica con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad; sin embargo, en el sistema de distribución se ha evidenciado la falta de respaldo para el suministro de energía hacia los usuarios por fallas eléctricas e interrupciones en el sistema eléctrico. También desde el plan de expansión en generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia 2016-2030 se observa el problema de abastecimiento eléctrico para la demanda, además del impacto ambiental por emisiones de CO₂ y de los gases efecto invernadero cuando la demanda es cubierta con plantas térmicas, efecto agudizado cuando se presenta escasez hídrica como en el caso del fenómeno de El Niño, donde el nivel de los embalses se reduce significativamente, llegando a sus mínimos operativos y en consecuencia aumentando la generación térmica hasta cubrir el 50% de la demanda.

Según lo anterior la red de distribución deberá incluir en su planeación de la expansión la generación distribuida y como efecto de ello dará solución al problema de respaldo, abastecimiento y contaminación.

Este documento desarrolla un esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida, mejorando el proceso de planificación dado en la Resolución CREG 179 de 2015, incluyendo en él un plan de penetración de generación distribuida, precisando e identificando los impactos sobre la planeación y sobre la red de distribución, contentando estos impactos en las etapas adecuadas del proceso de planificación.

Palabras clave: Respaldo, Generación distribuida, Planeación de la red de distribución.

Abstract

The planning of the expansion of a distribution system is responsible for supplying the demand for electrical energy with criteria of quality, safety and reliability. However, in the distribution system, there has been a lack of backup for the supply of energy to users, due to electrical failures and interruptions in the electrical system. Also from the plan of expansion in generation and transmission of electrical energy in Colombia 2016-2030 is observed the problem of electricity supply for the demand in addition to the environmental impact of CO₂ emissions and greenhouse gases, when the demand is covered with thermal plants, an effect that is exacerbated when there is a water shortage, as in the case of the El Niño phenomenon, where the level of the reservoirs is significantly reduced, reaching its operating minima and consequently increasing thermal generation to cover 50% of demand.

According to the above, the distribution network must include distributed generation in its planning of the expansion and as a result it will solve the problem of backup, supply and pollution.

This document develops a work plan for the planning of the expansion of the distribution network considering the distributed generation, improving the planning process given in Resolution CREG 179 of 2015, including in it a plan of penetration of distributed generation, specifying and identifying impacts on planning and the distribution network, contenting these impacts in the appropriate stages of the planning process.

Keywords: Backup, Distributed generation, Planning distribution network

Contenido

	Pág.
1. Antecedentes y marco teórico	14
2. Revisión de la literatura	30
3. Objetivos y metodología de trabajo	59
4. Comparativo de esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución en América.....	62
5. Identificación los impactos de la generación distribuida al incluirla en la planificación de la expansión de la red de distribución	119
6. Desarrollo del esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.....	128
7. Conclusiones y recomendaciones.....	141
8. Bibliografía	150

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1:	Sistema de Transmisión regional y de distribución local..... 15
Figura 1-2:	Indicador SAIDI por Empresas 2016.21
Figura 1-3:	Indicador SAIFI por Empresas 2016.....22
Figura 1-4:	Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia –GWh .23
Figura 1-5:	Emisiones de dióxido de carbono por kWh. (XM S.A. E.S.P., 2016a).....24
Figura 1-6:	Sistemas de energía tradicional (a) y de próxima generación (b).26
Figura 1-7:	Planificación de sistemas de distribución con generación distribuida. ...28
Figura 2-1:	Expansión de la red usando un algoritmo de eliminación sucesiva.54
Figura 2-2:	Proceso de planificación (CREG, 2015)57
Figura 3-1:	Metodología 60
Figura 4-1:	Potencia Instalada Distribución por Tecnología [MW]..... 65
Figura 4-2:	Generación neta por tecnología paso mensual año 2017 [GWh]..... 66
Figura 4-3:	Proyectos a realizar en el plan de inversiones..... 67
Figura 4-4:	Diagrama de flujo metodológico 69
Figura 4-5:	Capacidad instalada Sistema Interconectado Central (SIC) 72
Figura 4-6:	Capacidad instalada SING Chile 2017 72
Figura 4-7:	Metodología de expansión de los sistemas de subtransmisión..... 74
Figura 4-8:	Metodología revisión de la conexión de elementos en subtransmisión... 75
Figura 4-9:	Análisis suficiencia a largo plazo 76
Figura 4-10:	Participación por tecnológica en la matriz energética en Colombia 78
Figura 4-11:	Estrategia secuencial (EDEQ & CIER, 2014) 79
Figura 4-12:	Planeamiento multi-periodo (EDEQ & CIER, 2014) 80
Figura 4-13:	Potencia instalada en generación de Costa Rica,..... 82
Figura 4-14:	Políticas y objetivos para la planeación,..... 87
Figura 4-15:	Mapa estratégico..... 88
Figura 4-16:	Producción de energía e importaciones. 91

Figura 4-17:	Planes propuestos para enfrentar la problemática de la distribución.....	92
Figura 4-18:	Plan de expansión de distribución	94
Figura 4-19:	Actividades plan de expansión de distribución 2013 - 2022	95
Figura 4-20:	Capacidad de generación en Estados Unidos en el año 2015.	98
Figura 4-21:	Planificación Integrada de Distribución.	100
Figura 4-22:	Evolución del sistema de distribución.	103
Figura 4-23:	Capacidad instalada de energía al 30 de junio 2016.....	105
Figura 4-24:	Criterios de operación a corto plazo.....	109
Figura 4-25:	Planeación de la red de Trasmisión y redes de Distribución.	110
Figura 6-1:	Plan de Penetración Generación Distribuida del esquema de trabajo...	131
Figura 6-2:	Proceso de planificación CREG, 2015.....	132
Figura 6-3:	Esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.	132
Figura 6-4:	Inclusión de los impactos financieros.....	134
Figura 6-5:	Inclusión de los impactos en la red	136
Figura 6-6:	Inclusión de los impactos en la planeación	137
Figura 6-7:	Diferenciación e inclusión de los impactos.....	140

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Modelos fundamentales.....	31
Tabla 2-2: Temas tratados en los modelos fundamentales.	32
Tabla 2-3: Método solución de los modelos fundamentales examinados.	34
Tabla 2-4: Modelos Actuales examinados.....	38
Tabla 2-5: Temas tratados en los modelos actuales examinados.	41
Tabla 2-6: Método de solución aplicado en los modelos actuales.....	45
Tabla 4-1: Resumen de criterios de planificación EDESUR, Argentina.	71
Tabla 4-2: Resumen de criterios de planificación, Chile.....	77
Tabla 4-3: Resumen de criterios de planificación EDEQ, Colombia.	81
Tabla 4-4: Criterios para la planeación de cualquier elemento del SEN.....	85
Tabla 4-5: Resumen de criterios de planificación, Argentina.....	90
Tabla 4-6: Resumen de criterios de planificación, Ecuador.....	97
Tabla 4-7: Resumen de criterios de planificación, Estados Unidos.	104
Tabla 4-8: Resumen de criterios de planificación, México.....	111
Tabla 4-9: Inclusión de la generación distribuida dentro de la planificación revisada.	115
Tabla 4-10: Comparación de criterios dentro de las planificaciones revisadas.....	116
Tabla 5-1: Impactos de la generación distribuida.....	120
Tabla 7-1: Año de publicación y número de citas modelos fundamentales.....	147

Introducción

La actividad de distribución es la que se encarga de transportar la energía desde el sistema de transmisión nacional hasta los usuarios finales; esta actividad se remunera en Colombia como lo expone la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG (2014):

Para remunerar la actividad de distribución, la CREG fija para cada OR unos ingresos y un cargo por uso de sus redes de distribución, el cual se expresa en \$/kWh. Este cargo lo deben pagar los usuarios por cada unidad de energía consumida. Los cargos permiten que el OR, como sucede en cualquier otra actividad económica, recupere la inversión que realizó en los activos utilizados para prestar el servicio, obtenga una rentabilidad adecuada, y cubra los gastos asociados con la operación, mantenimiento y administración de la actividad. Estos cargos consideran unas condiciones de calidad del servicio, confiabilidad y pérdidas. (p. 12)

La planificación de la expansión de un sistema de distribución de energía se desarrolla con el fin de determinar la configuración óptima de las redes de distribución, buscando qué inversiones se deben realizar y el momento en el cual se deben instalar nuevos equipos o dispositivos como líneas y transformadores, para que el sistema de distribución pueda abastecer la demanda eléctrica actual y futura con criterios de fiabilidad (Centro de Información Tecnológica (Chile), 2000, p. 180).

En Colombia, los sistemas eléctricos de potencia en el ámbito contenido en la generación, transmisión, y distribución buscan proveer las necesidades de los usuarios del servicio eléctrico de la manera más eficiente posible, garantizando la confiabilidad, calidad, seguridad y respaldo en el suministro eléctrico. El sistema eléctrico Colombiano ha de responder a las necesidades del servicio público de electricidad para todos los usuarios con los siguientes objetivos planteados por el Congreso de la república de Colombia en la Ley 143 de (1994):

- “Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país”(p. 1).
- “Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector”(p. 1).

Sin embargo, lo que acontece en el sistema eléctrico colombiano va en contravía de los objetivos antes mencionados de la Ley 143 de 1994, ya que la planeación de la expansión en generación y distribución han presentado algunas dificultades.

Primero, la expansión en generación ha sido motivada por las señales de inversión del mercado, también por la necesidad de abastecer la demanda eléctrica, pero su implementación se ha dado en lugares donde existe el recurso, no donde se necesita generación de seguridad, lo que afecta la planificación realizada en términos de un respaldo que dé continuidad al suministro eléctrico en la red ante casos extremos, como lo son las interrupciones del servicio eléctrico por fallas.

Segundo, la red de distribución en Colombia ha sido afectada por la falta de respaldo, poniendo en duda la planeación de la expansión de la red de distribución, debido a los eventos desafortunados o fallas del sistema eléctrico, que en algunos casos se han traducido en el corte del servicio público de electricidad, dejando a usuarios conectados a sistema de transmisión y distribución sin poder contar con este servicio, esto se observa en el informe operativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentado por XM (2016), Allí se demuestra que existen zonas del sistema de distribución local de Magdalena, Santander, Norte de Santander, y Bolívar, entre otras, “donde el cubrimiento con generación de seguridad es poco efectivo, por lo que existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas” (p 192), en algunas zonas del país la generación de seguridad es inexistente, como Bogotá, por tanto, es necesario que los operadores de red tomen medidas operativas (XM S.A. E.S.P., 2016c).

Según lo anterior, la planeación de la red de distribución eléctrica en Colombia necesita de una alternativa que de respaldo y que contribuya a dar continuidad, seguridad y confiabilidad al suministro eléctrico ante fallas en la red.

La planeación de expansión en generación y transmisión en Colombia también presenta problemas para el abastecimiento eléctrico de la demanda de energía, ya que esta planeación no garantiza el abastecimiento de la demanda pico del sistema sin que haya afectaciones ambientales por emisiones de CO₂, debido a que este cubrimiento de la demanda se realiza con plantas térmicas, las cuales representan según XM S.A E.S.P (2017) el 28.4% de la generación del país (despachadas centralmente) y adicionalmente para esta generación térmica se necesita de combustible que muchas veces no está disponible, evidenciando que hay problemas para dar un suministro eléctrico con un aprovechamiento de los recursos de la manera más eficiente posible.

De aquí se desprende la necesidad de considerar la generación de energía eléctrica con fuentes de energía no convencionales o energías renovables, por lo menos en las redes de distribución, ya que de esta manera la demanda pico puede ser aplanada o disminuida, lo que implica reducción de generación térmica y por ende bajas emisiones de CO₂, además como consecuencia de la implementación de generación con fuentes de energía renovables en forma distribuida en las redes de distribución, se puede dar solución al problema de respaldo evidenciado en la red de distribución, permitiendo que esta continúe suministrando el servicio público de electricidad de manera continua y sin interrupciones para los usuarios finales.

Actualmente en Colombia se tiene generación en las redes de distribución e industrias en forma de autogeneración (Generador que produce energía eléctrica exclusivamente para su consumo) en un 0.19% y cogeneración (Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, destinadas para el consumo propio o de terceros) en un 7% (XM S.A. E.S.P., 2017a), porcentajes bajos comparados con la generación térmica actual.

La inclusión de la generación distribuida en la planificación de la expansión de la red de distribución mediante un esquema de trabajo es el objetivo de este documento, la generación distribuida en la red de distribución se puede dar por medio de cogeneración,

autogeneración y micro generación por parte de los usuarios finales, el reto está en conocer cuáles son los impactos de esta generación sobre la planeación de la red y sobre la misma red de distribución.

Este trabajo está estructurado para abordar los antecedentes y el marco teórico en el Capítulo 1, donde se define la red de distribución y sus componentes; igualmente se enmarca la red de distribución como el reflejo del sistema eléctrico ante los usuarios finales y se justifica la necesidad de la implementación de generación distribuida en la red de distribución. También, en este capítulo se da la definición de los conceptos claves que permiten dar un contexto de la temática tratada en este documento, algunos de ellos son el respaldo de la red eléctrica y la generación distribuida, adicionalmente, se presenta la planificación de la red de distribución en Colombia, seguido de un análisis de la inclusión de la generación distribuida en la planificación de la red de distribución realizado por 2 autores. En el Capítulo 2 se tiene la revisión de la literatura donde se muestran trabajos importantes que abordan la inclusión de la generación distribuida en la planificación de la red de distribución en el mundo y se presenta una normativa que guía la forma de planificar la red de distribución en Colombia. Los objetivos y la metodología de este trabajo se dan en el Capítulo 3 estos permiten incluir la generación distribuida en un esquema de planificación. En el Capítulo 4 se realiza la comparación entre esquemas de planificación en América, allí se definen los criterios de comparación entre los esquemas de planificación y se revisan esquemas de planificación en Argentina, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Estados Unidos (EE.UU) y México, comparando dichos esquemas con el fin de cumplir con el primer objetivo específico de este trabajo: Hacer un comparativo de esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución. En el Capítulo 5 se identifican los impactos de la generación distribuida en la planeación y en la red de distribución, cumpliendo con el segundo objetivo específico: Identificar los impactos de la generación distribuida al incluirla en la planificación de la expansión de la red de distribución. Finalmente en la Capítulo 6 se desarrolla el esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida, cumpliendo con el objetivo general de este trabajo: Desarrollar un esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida, por ultimo en la Capítulo 7 se dan las conclusiones y recomendaciones.

1. Antecedentes y marco teórico

Un sistema de distribución local (SDL) es un sistema de transporte de energía conectado al Sistema de Transmisión Nacional a un nivel de tensión inferior; este sistema de distribución local se clasifica según la CREG (2008) por su Nivel de tensión así:

- Nivel 1 desde o hasta 1kV
- Nivel 2 desde 1,0kV hasta 30kV
- Nivel 3 desde 30kV hasta 57.5kV. (p. 11)

Los componentes que forman un sistema de distribución son los que están inmersos en la operación, conexión y disposición de las redes en las diferentes zonas del sistema de distribución; estos componentes son diferenciados por la UPME (2016) en subestaciones secundarias (Transforman el nivel de tensión para los circuitos de distribución primarios), circuitos primarios (Distribuyen la energía desde las subestaciones secundarias hasta los transformadores de distribución), transformadores de distribución (Transforman el nivel de tensión del circuito primario al circuito secundario) y circuitos secundarios (Suministran la energía a los usuarios finales conectados a el nivel de tensión 1). Así mismo, la UPME da una caracterización de las redes de distribución, las cuales son redes rurales (localidad de población reducida), redes urbanas (cuenta con usuarios muy concentrados), y redes semiurbanas (cuenta con usuarios industriales) (UPME, 2016, p. 22).

En la Figura 1-1 se muestra el Sistema de Distribución Local (SDL) y sus niveles de tensión, también se observa el Nivel de tensión 4 correspondiente al Sistema de Transmisión Regional (STR).

Figura 1-1: Sistema de Transmisión regional y de distribución local.

Fuente: Recuperado de Andesco, Calidad del servicio de energía - distribución- SDL, 2012.

Después de tener la caracterización de las redes y de los componentes más importantes de un sistema de distribución, se puede abordar el tema de planificación de dicho sistema.

La planificación de la expansión de un sistema de distribución se encarga de realizar el cubrimiento de la demanda eléctrica de una manera segura, confiable, con criterios de calidad en el servicio (CREG, 2015). La adecuada planificación de la expansión de la red de distribución es de vital importancia, ya que la red de distribución local vincula los usuarios finales con el servicio de electricidad y con el sistema eléctrico colombiano, lo que significa que la red de distribución debe operar de tal manera que dé un suministro eléctrico confiable y seguro a los usuarios por ser la imagen del sector eléctrico en Colombia.

Algunas de las empresas de distribución son las encargadas de representar la demanda eléctrica ante el mercado eléctrico colombiano buscando su abastecimiento, pero en sí todas las empresas de distribución del país son responsables de mantener el servicio

público de electricidad y planear la red de distribución para cubrir el crecimiento de la demanda de una manera eficiente.

1.1 La planificación de la expansión de la red de distribución en Colombia

La planificación de la expansión de la red de distribución en el contexto Colombiano es satisfacer la demanda eléctrica suministrando un servicio con niveles de calidad, pérdidas, confiabilidad y seguridad adecuados (CREG, 2015), buscando la viabilidad económica para los operadores de red a través de la minimización de los costos de inversión y operación (Domínguez Cardoza, 2016), considerando los diferentes tipos de carga, estados o condiciones actuales y futuras de las redes del sistema.

Para desarrollar la planificación del sistema eléctrico en Colombia, existen entidades a las que se les ha asignado la elaboración de planes de expansión, según la Resolución CREG 070 de 1998 estas entidades son: la Unidad de Planeación Minero Energética(UPME) y el Ministerio de Minas y Energía, donde este último elabora el plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica, y a la UPME le corresponde elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo (CREG, 1998).

Así mismo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas en Colombia en la Resolución de la CREG 070 de 1998 expresa “El OR es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero de que trata la Resolución CREG 005 de 1996” (p. 15), dando las responsabilidades de planeación, y adicionalmente, da los lineamientos a seguir para la planeación, con las normas que regulan el sistema de distribución, los criterios y procedimientos para la planeación, la expansión y el mantenimiento de los sistemas de transmisión nacional STN y para los sistemas de distribución local SDL (CREG, 1998).

Los criterios con que se deben desarrollar la planificación de la expansión de la red de distribución descritos en la resolución CREG 070 de 1998 son los siguientes:

Atención de la Demanda. La planeación de la expansión deberá estar soportada en proyecciones de demanda cuya estimación se efectuará utilizando modelos técnico-económicos disponibles para tal efecto. (p.17)

Adaptabilidad. Los Planes de Expansión deberán incorporar los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico. (p.17)

Flexibilidad del Plan de Expansión. El Plan de Expansión de un OR, en su ejecución, puede experimentar modificaciones. El OR podrá incluir obras no previstas y excluir aquellas que por la dinámica de la demanda, puedan ser pospuestas o eliminadas del Plan inicialmente aprobado por la UPME. (p.17)

Viabilidad Ambiental. Los Planes de Expansión deben cumplir con la normatividad ambiental vigente. (p.17)

Normas y Permisos. Las obras de expansión requeridas deben cumplir con las normas pertinentes previstas por las autoridades competentes y obtener los permisos correspondientes. (p.17)

Eficiencia Económica. Los Planes de Expansión e inversiones deberán considerar la minimización de costos. (p.17)

Calidad y Continuidad en el Suministro. Los planes de inversión deberán asegurar los indicadores de calidad que reglamenta la presente Resolución y garantizar la continuidad del servicio mediante proyectos de suplencia, ampliación, automatización de la operación, modernización e inventario de repuestos, entre otros. (p.18)

Coordinación con el SIN. Teniendo en cuenta que la operación y expansión de los STR's y/o SDL's deben ser coordinadas con el resto del Sistema Interconectado Nacional, el OR deberá planear su Sistema considerando los planes de expansión en transmisión y generación elaborados anualmente por la UPME. (p.18)

El criterio de calidad y continuidad en el suministro vinculado a la planeación de la red de distribución se ha visto afectado por las fallas y eventos de corte del suministro eléctrico para los usuarios finales en la red de distribución local, como se menciona en los Retos de la planificación de la red de distribución (Sección 1.2), por ello el operador de red o la empresa de distribución deberá incluir dentro de su planeación una alternativa como la generación distribuida para dar continuidad al servicio eléctrico, sin que su red se vea afectada por las fallas en el Sistema Eléctrico Nacional.

1.2 Retos de la planificación de la red de distribución

Actualmente en el mundo la planeación de la red de distribución presenta grandes retos como lo expone Gómez, Peña, & Hernández (2012), donde se trata la falta de respaldo de la red de distribución:

A partir de la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, el problema de la discontinuidad en el servicio, se ha convertido en un tema de gran interés para los agentes del sector eléctrico, en las áreas de planeación, operación, distribución, y más aún, para los usuarios residenciales e industriales. Tanto las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, como lo usuarios, interactúan con respecto a la valoración de los costos debidos a las interrupciones del suministro de energía eléctrica. Con los procesos de globalización, las empresas prestadoras del servicio de electricidad del mundo, realizan estudios para valorar los costos debidos a una inadecuada continuidad en el suministro, y de esta forma, obtener un punto equidistante entre el costo de inversión para mejorar la confiabilidad de un sistema y los costos que las interrupciones representan a los usuarios del servicio. (p. 110)

El problema de la discontinuidad está asociado con el respaldo que posee la red de distribución. El respaldo en el sistema eléctrico Colombiano es definido de la siguiente manera:

Respaldo: Capacidad de generación de energía no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda de energía en casos extremos, de acuerdo con los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la UPME en la elaboración del Plan de

Expansión de Referencia. Este concepto se reconoce a generadores cuyas plantas hacen parte del respaldo. (XM S.A. E.S.P., 2017b)

1.2.1 Interrupción del servicio eléctrico en la red de distribución

En Colombia la falta de respaldo en generación de la red eléctrica está asociada a las interrupciones del suministro eléctrico; estas interrupciones según la UPME (2016) ocurren en su mayoría por causa del sistema de distribución y a esta se le atribuyen cerca del 85% de todas las horas de interrupciones del sistema eléctrico; esta falta de respaldo de la red eléctrica permite inferir que la planificación de la expansión de la red distribución necesita atención especial, así lo expone XM S.A E.S.P. (2016) :

En la subárea Bolívar, debido a la no efectividad de generación de seguridad, la condición más crítica se presenta ante la contingencia del transformador Bosque 220/66 kV hasta la puesta en operación del segundo transformador Bosque 220/66 kV, prevista para el año 2017. De otra parte, se observan riesgos para la atención confiable de la demanda de Bocagrande, Zaragocilla y Chambacú debido al agotamiento en las líneas de transporte del Sistema de Transmisión Regional (STR) a 66 kV en Cartagena, por lo cual se deben implementar medidas operativas por parte del OR para evitar desatención de grandes bloques de demanda. Lo anterior muestra la urgente necesidad de la entrada en operación de las obras de expansión definidas actualmente. (p. 196)

Las sub-área Bolívar aparecen con cortes activos, cuyo cubrimiento con generación de seguridad es poco efectivo, por lo que existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas. (p. 192)

Los transformadores del departamento de Magdalena (Santa Marta y Fundación) aparecen en el listado de los cortes activos. El cubrimiento con generación de seguridad es poco efectivo, por lo que existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas. (p. 193)

Se evidenció el agotamiento de la red a 57.5 kV, puntualmente la congestión del corte San José (Bogotá) - San Facón 1 57.5 kV / TVeraguas – Gorgonzola 57.5 kV. Debido

a la inexistencia de generación de seguridad para su control, existen riesgos de demanda no atendida ante contingencias sencillas. (p. 193)

En las subáreas Santander y Norte de Santander se tienen riesgos de desatención de demanda, no obstante, dicha condición no se evidencia en la lista de cortes activos debido a que no se tiene generación de seguridad para su control. (p. 193)

La falta de respaldo en la planificación de la red de distribución también se observa en las redes de distribución de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC)(2016), donde el valor de la demanda no atendida para el Operador de Red CHEC SA ESP fue de 26.071,72 kWh en el año 2015, producto de eventos en subestaciones o líneas, como el ocasionado en la Subestación Dorada el 8 diciembre de 2015, en el cual se presentó una desconexión de la línea Dorada-Dorada Norte a 33kV generando una indisponibilidad de 2.8 horas a la línea, dejando sin servicio eléctrico a los usuarios conectados a la subestación Dorada norte.

De igual manera la falta de respaldo se evidencia en Electricaribe (2015) tenemos el siguiente reporte de una interrupción del servicio público de electricidad por falta de respaldo en la Subestación 20 de Julio:

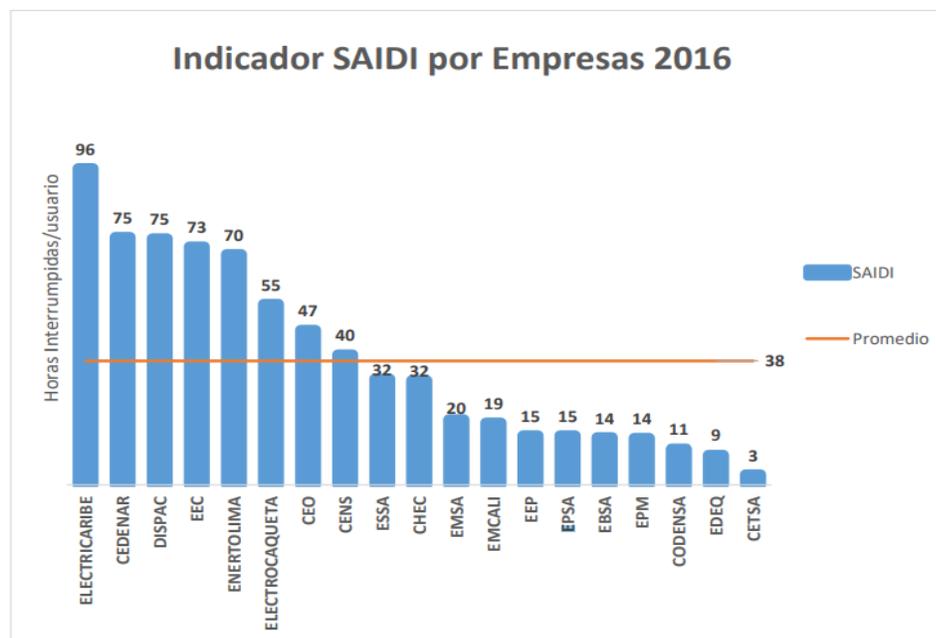
Durante mayo de 2014 se presentó un evento en la Subestación 20 de Julio que afectó al municipio de Soledad y la ciudad de Barranquilla. El incidente generó la interrupción del servicio y posteriormente la Compañía se vio obligada a realizar interrupciones para mejorar la confiabilidad del mismo. (p. 55)

1.2.2 Calidad del servicio de la red de distribución en Colombia

La duración promedio por usuario (en horas) de las interrupciones del servicio de un sistema de distribución en un tiempo específico es medido por el indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Indicator, por sus siglas en ingles) y la frecuencia con la que se presentan las interrupciones en promedio por usuario en el mismo periodo de tiempo, se mide con el indicador SAFI (System Average Interruption Frequency Indicator)(Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017).

Con estos indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, podemos observar el panorama poco alentador que se presenta en Colombia en lo que se refiere a la calidad del servicio eléctrico que prestan las 19 empresas de distribución que analiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2017), y donde expone referente a la Figura 1-2 lo siguiente: “cerca del 40% de las empresas prestadoras del servicio se encuentra por encima del Promedio SAIDI nacional, el cual equivale a 38 horas de interrupciones acumuladas al año por usuario, para el periodo 2016”. (p. 5)

Figura 1-2: Indicador SAIDI por Empresas 2016.



Fuente : Recuperado de Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017.

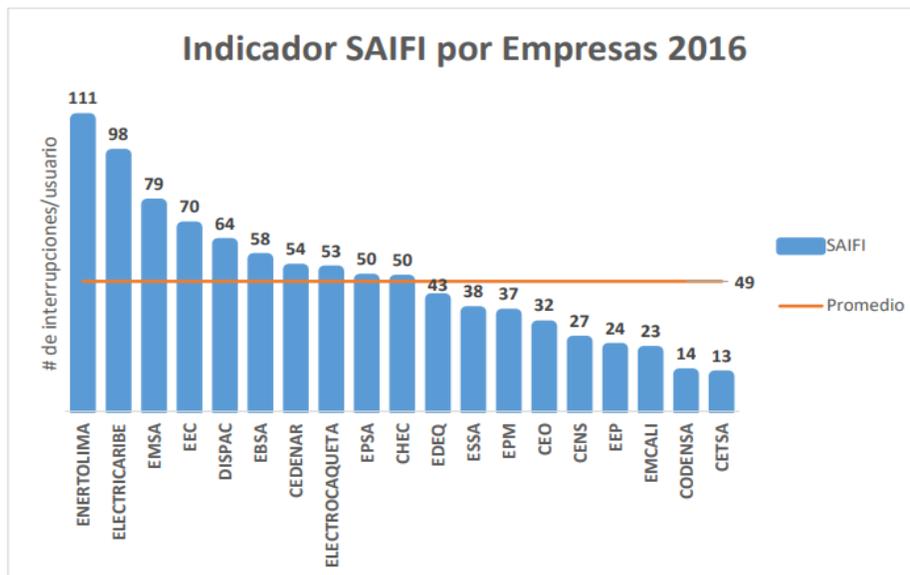
Las empresas de distribución que se encuentran por encima del promedio son Electricaribe con 96 horas interrumpidas al año en promedio por usuario, CEDENAR (75 horas), DISPAC (75 horas), ECC (73 horas), ENERTOLIMA (70 horas), ELECTROCAQUETA (55), CEO (47 horas) y CENS (40 horas).

De igual manera, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2017) con respecto al SAIFI de la Figura 1-3 expone :

Obsérvese que, la gráfica corrobora que la situación de la calidad del servicio a luz de este indicador, es más crítica que la del anterior, pues el promedio nacional es más

alto que en el caso del SAIDI, y aun así, el número de empresas que se encuentran por encima del mismo es mayor. En ese sentido, de acuerdo con los datos expuestos, la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. (en adelante, Enertolima) con 111 interrupciones, Electricaribe con 98 y Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. (en adelante, EMSA) con 79, fueron quienes más se alejaron de la media. De los anteriores, es menester resaltar a Electricaribe y Enertolima, encabezan la lista con el peor rendimiento, y sus interrupciones representan en promedio para los usuarios, una interrupción cada 3,2 días y cada 4,6 días, respectivamente. (p. 9)

Figura 1-3: Indicador SAIFI por Empresas 2016.



Fuente : Recuperado de Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017.

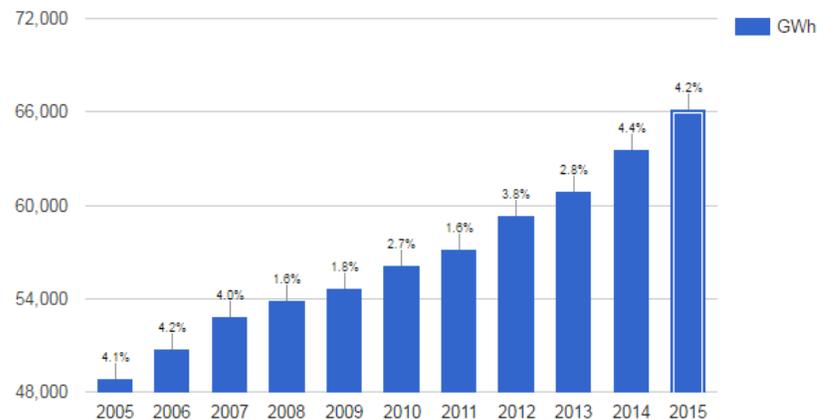
Según lo expuesto con los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, la red de distribución en Colombia deberá ser intervenida desde su planeación de la expansión, en donde se deberán prever soluciones para las interrupciones del servicio que se presentan en la red.

1.2.3 Impacto ambiental por el abastecimiento de la demanda

Eventos como los mencionados anteriormente sumados a los fenómenos ambientales presentados en los últimos años, como el fenómeno del Niño en el año 2015 donde según XM S.A. E.S.P (2016) la demanda de electricidad tuvo un incrementó en su consumo de

66,174GWh es decir un 4.2% (ver Figura 1-4) y donde también se disminuyó el nivel de los embalses en 2015-2016, siendo este el nivel más bajo en los últimos dieciocho años, requiriendo así aumentar la generación térmica para el adecuado cubrimiento de la demanda de energía del país, y donde para algunas plantas de este tipo de generación, el combustible no estaba disponible(XM S.A. E.S.P, 2016); por lo cual con este fenómeno natural se dieron serias afectaciones al sistema eléctrico de potencia en términos de la calidad del servicio que se entrega a los usuarios, tanto así que la recomendación de XM en su momento fue realizar un racionamiento eléctrico debido a que en la red eléctrica nacional no cuenta con un respaldo en generación con fuentes de energía Renovables que permitan el abastecimiento eléctrico ante la presencia de fenómenos naturales como El Niño.

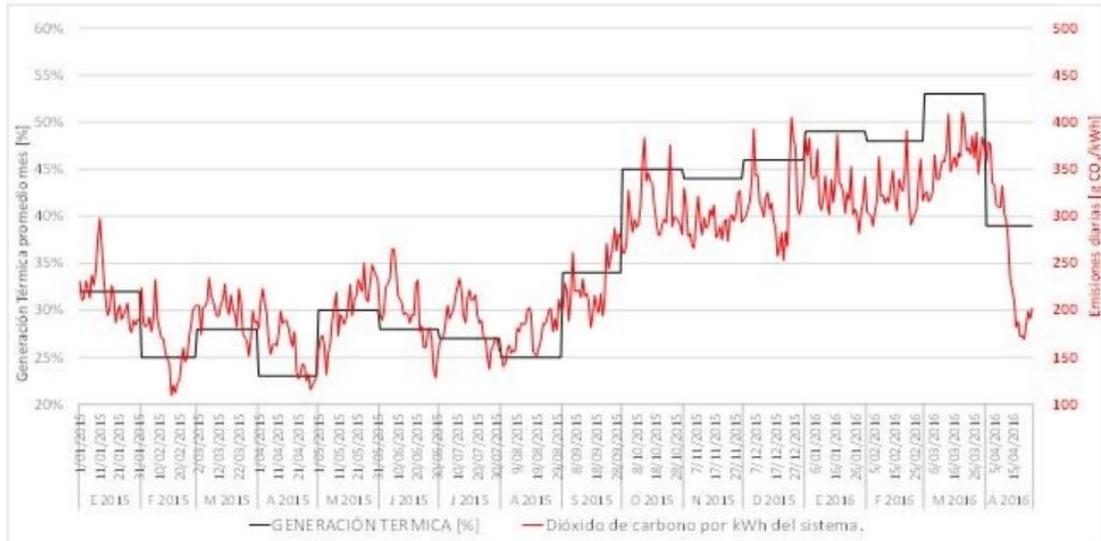
Figura 1-4: Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia –GWh



Fuente : Recuperado de XM S.A E.S.P,Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado, (2016)

Además de las afectaciones al sistema eléctrico mencionadas también existe una afectación ambiental asociada al fenómeno del niño, según lo expone XM S.A. E.S.P. referente a la Figura 1-5:

Puede notarse el aumento de las emisiones de dióxido de carbono presentadas durante el fenómeno climático de El Niño, el cual se acentuó entre octubre de 2015 y marzo de 2016, periodo en el cual la generación térmica promedio mensual fue de 48% de la Demanda Nacional de Energía y las emisiones de dióxido de carbono tuvieron un promedio de 320 gCO₂/kWh, valor superior en un 60% al valor presentado durante el 2014”(XM S.A. E.S.P., 2016a).

Figura 1-5: Emisiones de dióxido de carbono por kWh. (XM S.A. E.S.P., 2016a)

Fuente : Recuperado de XM S.A. E.S.P. , Sostenibilidad, Boletín de XM para los agentes del sector eléctrico, (2016)

1.3 Necesidades del sistema de distribución en Colombia

Hasta el momento se ha mencionado lo concerniente con el respaldo de la red eléctrica y las emisiones de CO₂ en Colombia; estos son factores que inciden directamente en la planificación y en la operación adecuada del sistema eléctrico nacional, de donde se desprenden las siguientes necesidades:

- Se necesita más confiabilidad que provea un adecuado suministro de energía (Gonzalez, 2007).
- Es necesaria la generación de energía renovable en las redes de distribución para así reducir emisiones de CO₂ producidos por la generación térmica para el cubrimiento de la demanda pico.
- Debe prevalecer la continuidad del servicio de electricidad para los usuarios.
- Es necesario que la red de distribución tenga un buen respaldo en generación de seguridad que permita continuar con el servicio de electricidad ante interrupciones que se presenten en el sistema eléctrico.
- También es necesario que las redes de distribución estén alineadas en su planeación con la política de desarrollo de eficiencia energética, la cual sustenta la

adopción de nuevas tecnologías para optimizar los recursos energéticos disponibles (UPME, 2015).

Las necesidades pueden ser muchas más que las mencionadas, pero con estas se puede determinar que el sistema eléctrico de potencia y más específicamente la planeación de la expansión de la red de distribución local, necesita de una alternativa que de respaldo a la red eléctrica y que satisfaga dichas necesidades, dando calidad, seguridad y confiabilidad al servicio eléctrico en Colombia.

1.4 La generación distribuida

Hasta este punto, se ha evidenciado que para el sistema de distribución local se necesita un respaldo en generación de energía, que dé continuidad al servicio eléctrico en la red de distribución, ante las fallas que se presenten en el sistema de distribución y en el Sistema de Interconectado nacional SIN; también se ha evidenciado la necesidad de generar energía limpia.

Para definir la Generación Distribuida hay que entender que hasta el momento no existe una normativa para definirla, sin embargo, una definición completa la expone Narvaez, López & Velilla (2015) de la siguiente manera:

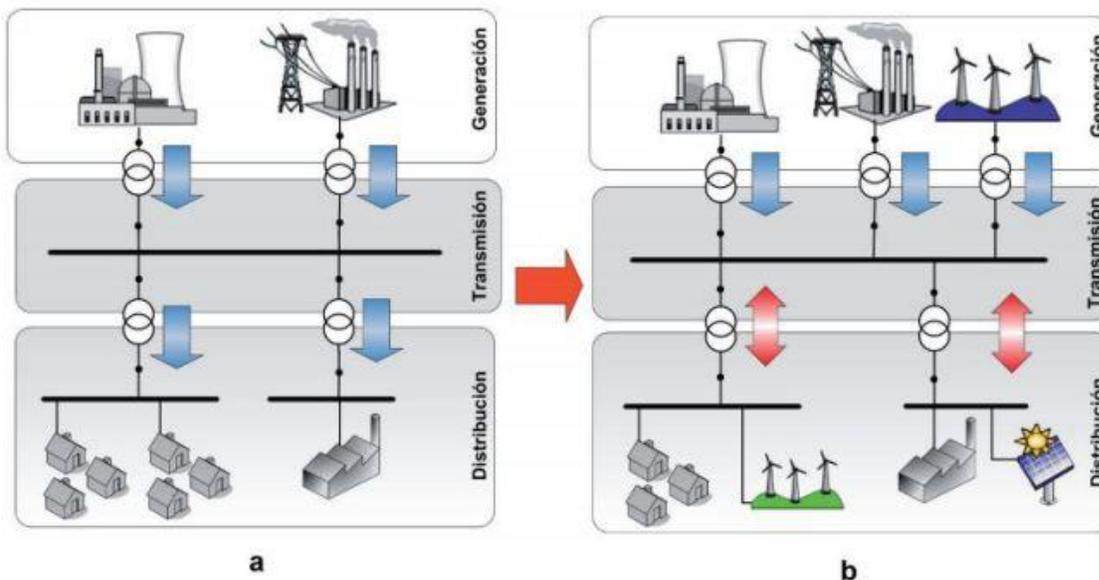
La Generación Distribuida (GD) se entiende como la producción de electricidad a pequeña escala realizada directamente en la red de distribución o en las instalaciones del usuario final. Para la producción de electricidad, la GD puede utilizar fuentes de energía renovable (generación eólica, solar, biodiesel) o no renovable (generación con turbinas, microturbinas, motores de combustión. Dada su ubicación cerca de la demanda, la GD puede contribuir a la disminución de pérdidas activas y al mejoramiento del perfil de tensiones. Adicionalmente, estudios recientes han mostrado que la GD puede traer otros beneficios como el aplazamiento de inversiones en la red, el aumento en la confiabilidad (respaldo de la red) y la reducción de congestión. Sin embargo, los beneficios de la GD dependen en gran medida de su **ubicación** y dimensionamiento. (p. 123)

La generación distribuida es una alternativa, que al incluirla en la planificación de la expansión de la red de distribución, da como resultado, el respaldo y la confiabilidad

necesaria para la red eléctrica, como se observa en la Figura 1-6, donde la parte (a) de la figura representa la red tradicional y ante una falla en el sistema no habrá flujo de energía hacia los usuarios; en cambio en la parte (b) de la figura, existe generación cerca del consumo, dando respaldo a la red de distribución.

Lo anterior, lo expone como beneficios de la generación distribuida Duque, Marmolejo, & Rueda de Torres (2004) : “Generación de respaldo al sistema o en caso de emergencia” (p. 81); de igual forma la generación distribuida con fuentes renovables de energía, reduce las emisiones de CO₂, disminuyendo la demanda pico, mejorando los perfiles de tensión, reduciendo las pérdidas eléctricas (Narváez et al., 2015); por lo cual la planeación de la red de distribución, deberá incluir la generación distribuida y al mismo tiempo, deberá tener en cuenta sus impactos para el buen desempeño de la red, como la intermitencia asociada al tipo de tecnología usada, para la generación distribuida, como por ejemplo la generación eólica o solar.

Figura 1-6: Sistemas de energía tradicional (a) y de próxima generación (b).



Fuente : Recuperado de PLE Universidad Icesi, Smart Grid: Generación distribuida y bidireccional,(2014).

1.5 La inclusión de la generación distribuida en la planeación de la expansión de la red de distribución

La inclusión de la generación distribuida en la planeación de la red de distribución la analiza Nordgard (2011), el cual primeramente realiza una encuesta con varios operadores de red de Europa, en esta encuesta se observa que la instalación de la generación distribuida presenta problemas operativos por la falta de planeación, donde el problema más preponderante son los debidos a la tensión, seguido de problemas de protecciones y estabilidad .

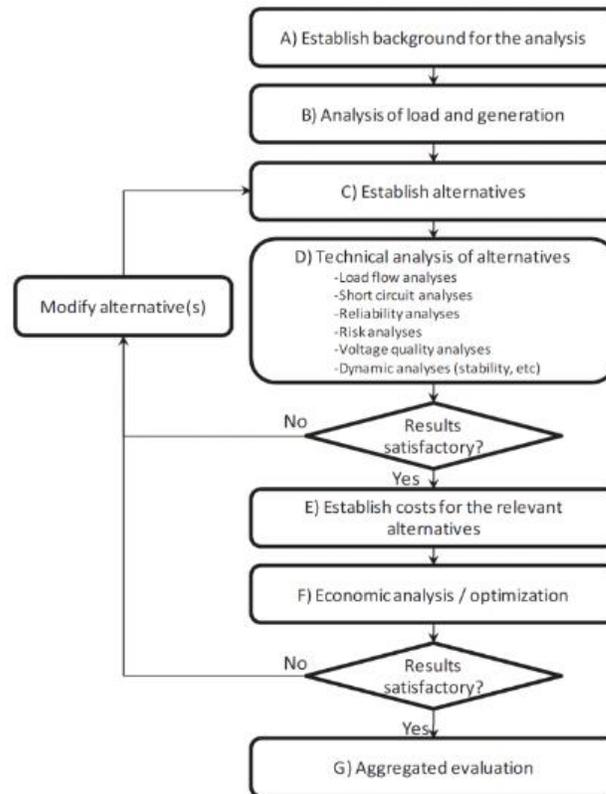
También Nordgard (2011) afirma que se debe prever desde el proceso de planificación de la red de distribución los problemas operativos como los mencionados y así evitarlos, asevera que las metodologías de planificación existentes deben ser modificadas o ajustadas con el fin de incluir la generación distribuida en el sistema de distribución y así tener un sistema más óptimo. En la encuesta de Nordgard (2011) se encontró que algunos de estos operadores de red no tenían rutinas fijas o esquemas para la planificación de generación distribuida.

Nordgard (2011) discute la planificación actual, con el fin de identificar los cambios que se deben de hacer para que las empresas de distribución puedan incluir la generación distribuida; un caso específico que analizan, es la planificación en Noruega, donde en esta, el objetivo principal no ha sido la conexión de generación, si no la conexión de carga, a dicha planificación se añaden pasos, con el interés de cubrir los desafíos de la integración de la generación distribuida a la red de distribución, como una alternativa relevante para ello los pasos A (Establecer el fondo para el análisis),B (Análisis de carga y la generación) y C (establecer alternativas) de la Figura 1-7, fueron cambiados incluyendo la modificación de alternativas.

En Nordgard (2011) se desarrolla un proceso de planificación de la expansión de la red de distribución considerando generación distribuida, este se muestra en la Figura 1-7, con el cual se pretende que los impactos de la implementación de la generación distribuida sean considerados en beneficio de la red de distribución. Sin embargo, la inclusión de la generación distribuida en la red de distribución tiene grandes desafíos para la empresa de distribución que pretende planear la expansión de su red, según el estudio realizado por

(Nordgård et al., 2011) principalmente en los países de Europa, los desafíos más destacados son los flujos de potencia bidireccionales en las redes de media y baja tensión, la necesidad de nuevas soluciones de control y protección, además de la necesidad de refuerzos y la renovación de la red (Nordgård et al., 2011).

Figura 1-7: Planificación de sistemas de distribución con generación distribuida.



Fuente : Recuperado de Nordgård methodology for planning of distributed generation in weak grids, (2011).

Un artículo clásico que aborda el tema de la planificación de la expansión de la red de distribución es Dugan, McDermott, & Ball (2001), en este se expone que la planificación ha considerado la inversión de una nuevas subestaciones o alimentadores para cubrir el crecimiento de la demanda proyectada durante varios años; sin embargo, invertir solo en subestaciones y alimentadores es limitar las opciones de expansión considerando que existen nuevas alternativas como la generación distribuida, la cual puede ayudar a solucionar los problemas asociados a la capacidad de las redes de distribución.

Dugan (2001) expone el aspecto económico a tener en cuenta en la planificación por parte del planificador, este aspecto lo incluye en un proceso de planificación que realiza considerando la generación distribuida y las opciones tradicionales de expansión, este proceso detecta, aprueba o reprueba los casos candidatos para la implementación o no de la generación distribuida de forma que los recursos sean dispuestos de la mejor manera. Dugan (2001) argumenta que los procesos de planificación deben considerar simulaciones más detalladas de los límites de capacidad de la red, los costos y los riesgos.

Hasta el momento se contextualizó la planificación de la expansión de la red de distribución en Colombia y se han identificado los retos que tiene abordar la planificación de la red referente a las interrupciones en el servicio y a la calidad del mismo, también se abordó el impacto ambiental que se tiene con el cubrimiento de la demanda eléctrica con plantas térmicas; de igual manera, la generación distribuida al incluirla en la planeación de la red de distribución se incluyó en este capítulo como solución a los problemas y necesidades de la red, en este sentido en el siguiente capítulo se identifica la forma de planificar la red de distribución y los estudios realizados en este ámbito.

2.Revisión de la literatura

La planificación de un sistema de distribución, incorpora modelos para pronosticar la demanda de energía eléctrica, también para determinar la configuración, ubicación y dimensionamiento óptimo de las subestaciones. Así mismo, para dimensionar los alimentadores primarios de la red y su mejor ubicación, etc. Estos modelos ya han sido estudiado desde tiempo atrás, para dar la mejor solución a problemas de planeación y han sido mejorados durante el paso de los años, con la incorporación de las mejoras tecnológicas actuales para sus soluciones, además de tener una mejor cobertura con los avances que ha tenido el sistema eléctrico y las nuevas tecnologías que son necesarias hoy día.

En este trabajo, inicialmente se examinaron modelos desde 1975 hasta 1997, los cuales son llamados modelos fundamentales, ya que de estos se desprenden numerosos estudios y son base de referencia de otros muchos autores, para afrontar la planificación de los sistemas de distribución. Luego se examinaron modelos más recientes hasta el año 2016 los cuales son llamados modelos actuales, ya que contienen mejoras a algunos modelos fundamentales e incluyen nuevos recursos a tener en cuenta para la planificación.

2.1 Modelos fundamentales

Los modelos fundamentales en la planificación del sistema de distribución examinados en este artículo son (Tabla 2-1):

Tabla 2-1: Modelos fundamentales

AUTOR, AÑO	MODELO EXAMINADO
(Crawford & Holt, 1975)	Presenta la planificación en términos de la ubicación de las subestaciones de distribución, considerando los tamaños y las fronteras de servicio.
(Wall, Thompson, & Northcote-Green, 1979)	Presenta un modelo de optimización para la planificación de las redes de distribución radiales.
(Backlund & Bubenko, 1979)	Presenta la planificación del sistema de distribución asistida por computador
(Thompson & Wall, 1981)	Exhibe un modelo consolidado para elegir la ubicación óptima de la subestación.
(Sun, Farris, Cote, Shoults, & Chen, 1982)	Planificación óptima de la subestación y alimentador primario de la red de distribución mediante la formulación de carga fija en la red.
(Fawzi, Ali, & El-Sobki, 1983)	Plantea un algoritmo eficiente para la planificación de la inversión estática de los grandes sistemas de distribución radiales.
(Ponnaivaikko, Rao, & Venkata, 1987)	Planificación del sistema de distribución a través de un enfoque de programación entera mixta cuadrática.
(Gonen & Ramirez-Rosado, 1987)	Entrega un modelo de planificación óptima de múltiples etapas de los sistemas de distribución de energía.
(Hsu & Chen, 1990)	Trata la planificación de la distribución mediante un sistema experto basado en el conocimiento
(Ramirez-Rosado & Gonen, 1991)	Muestra un modelo de planificación pseudodinámica para expansión de los sistemas de distribución de energía
(Rau & Yih-Heui Wan, 1994)	Desarrolla un método para ubicar de manera óptima los recursos como generación fotovoltaica o eólica, almacenamiento de energía y gestión de la demanda en una red de distribución maximizando los beneficios potenciales como la reducción de pérdidas, cargabilidad de las líneas, requerimientos de potencia reactiva entre otros.
(Miranda, Ranito, & Proenca, 1994)	Describe el modelo matemático y de algorítmicos genéticos en la planificación óptima múltiple etapa de la red de distribución
(Salamat Sharif, Salama, & Vannelli, 1994)	Desarrolla un modelo óptimo para la futura expansión de las redes de distribución radial usando la programación entera mixta.
(Saraiva, Miranda, & Pinto, 1994)	Analiza el Impacto en algunas decisiones de planificación en un modelo difuso de sistemas de energía
(Dai Hongwei et al., 1996)	Presenta el modelo óptimo y el algoritmo para la ejecución de la planificación óptima de la subestación de distribución considerando su ubicación y tamaño.

AUTOR, AÑO	MODELO EXAMINADO
(Tang, 1996)	Incluye en la planificación un modelo de fiabilidad y optimización del sistema de distribución de energía.
(Jonnavithula & Billinton, 1996)	Analiza el costo mínimo en la disposición de los alimentadores en la planificación red de distribución.
(Goswami, 1997)	Planificación del sistema de distribución utilizando la técnica de intercambio de rama.
(Temraz & Salama, 1998)	Plantea un modelo de planificación de la expansión del sistema de distribución de energía global a largo plazo, incluyendo funciones de costos no lineales.

2.1.1 Temas tratados en los modelos fundamentales examinados.

Estos modelos, como se expuso anteriormente fueron base de trabajo para muchos autores, por los temas que trataron, que son de gran importancia para la planificación en distribución de energía y por la contextualización desarrollada en dichos artículos; algunos de los temas de gran importancia que trataron fueron la optimización, fiabilidad y reducción de costos en el ámbito de la planificación de la red de distribución, enfocándose primordialmente en los siguientes aspectos (Tabla 2-2):

Tabla 2-2: Temas tratados en los modelos fundamentales.

AUTOR, AÑO	TEMA TRATADO
(Crawford & Holt, 1975)	Ubicación, tamaño y áreas de servicio óptimo de subestaciones.
(Wall et al., 1979)	Cálculo de alimentador primario, sus segmentos y subestaciones para un determinado número cargas no uniformes.
(Backlund & Bubenko, 1979)	Localización y dimensionamiento de subestaciones primarias, enrutamiento de alimentación primaria y red secundaria.
(Thompson & Wall, 1981)	Ubicaciones actuales y potenciales de las subestaciones, sus capacidades y sus costos.
(Sun et al., 1982)	Ubicación de la subestación y planificación del alimentador radial
(Fawzi et al., 1983)	Inversión estática de la planificación, localización y tamaño de nuevas subestaciones y conductores.
(Ponnaikko et al., 1987)	Dimensionamiento de las subestaciones y enrutamiento de la red.

AUTOR, AÑO	TEMA TRATADO
(Gonen & Ramirez-Rosado, 1987)	Tamaño, ubicación y sincronización de las subestaciones de distribución simultáneamente con la expansión de los alimentadores.
(Hsu & Chen, 1990)	Ubicación de las subestaciones y configuración de los conductores.
(Ramirez-Rosado & Gonen, 1991)	Tamaño, ubicación y sincronización de las subestaciones y alimentadores de distribución para todo el periodo de planificación.
(Rau & Yih-Heui Wan, 1994)	Ubicación de los recursos como generación fotovoltaica o eólica, almacenamiento de energía y gestión de la demanda.
(Miranda et al., 1994)	Planificación múltiple etapa incluyendo tamaño, ubicación y sincronización de las subestaciones y alimentadores de distribución.
(Salamat Sharif et al., 1994)	Disposición de los conductores sujetos a restricciones.
(Saraiva et al., 1994)	Ubicación de generación distribuida, incertidumbres de carga, flujos de potencia.
(Tang, 1996)	Fiabilidad, costos de interrupción, costos de interruptores, costos de inversión mantenimiento y pérdidas.
(Dai Hongwei et al., 1996)	Selección automática del tamaño, capacidad y ubicación de las subestaciones.
(Jonnavithula & Billinton, 1996)	Disposición de los conductores de la red de distribución.
(Goswami, 1997)	Configuración y servicio eléctrico óptimo por zona en la red de distribución.
(Temraz & Salama, 1998)	Planificación a largo plazo costo de la subestación existente y la el costo de adicionar una nueva unidad de transformación.

De la tabla anterior se destaca la ubicación y dimensionamiento de subestaciones, ubicación de recursos distribuidos y ubicación óptima de generación distribuida, como los temas más importantes tratado en los modelos fundamentales

2.1.2 Aspectos importantes de los temas tratados en los modelos fundamentales examinados

En los documentos anteriores se indica que existen aspectos importantes en la planificación de la expansión de la red de distribución, los cuales dan directrices para el desarrollo adecuado de la planeación; los siguientes aspectos se identificaron porque son comúnmente usados por varios autores en los diferentes artículos:

- Ubicación y dimensionamiento de las subestaciones.

- Disposición y dimensionamiento del alimentador primario de la red de distribución.
- Ubicación de generación distribuida, almacenamiento de energía y gestión de la demanda.
- Fiabilidad de la red eléctrica de potencia y sus límites de servicio.

2.1.3 Métodos de solución aplicados en los modelos fundamentales

Los métodos expuestos en estos modelos fundamentales, dan soluciones que cumplen con las restricciones y/o objetivos planteados en cada uno de los artículos; en estos artículos también se refieren en algunos casos a problemas o retos que enfrenta la planeación de la red distribución, para los cuales se busca obtener la mejor solución posible, para ello la selección del método a utilizar es fundamental, los métodos usados por los autores son de diversa índole y fueron considerados debido a que sus soluciones cumplían con la exigencias planteadas a priori. Para los problemas examinados en los modelos fundamentales se dieron soluciones mediante los siguientes métodos (Tabla 2-3):

Tabla 2-3: Método solución de los modelos fundamentales examinados.

AUTOR, AÑO	MÉTODO APLICADO
(Crawford & Holt, 1975)	Algoritmo de transporte de Ford-Fulkerson y el algoritmo de caminos mínimos de Dijkstra
(Wall et al., 1979)	Código de transbordo de corriente con límite superior.
(Backlund & Bubenko, 1979)	Métodos descriptivos con referencia geográfica.
(Thompson & Wall, 1981)	Método de Branch and Bound (Ramificación y Acotamiento) modelo de programación lineal de transbordo con límites superiores.
(Sun et al., 1982)	El método de Branch and Bound (Ramificación y Acotamiento)
(Fawzi et al., 1983)	El método de Branch and Bound (Ramificación y Acotamiento) incluyendo delimitaciones en costos y restricciones operativas.
(Ponnaivaikko et al., 1987)	Programación entera mixta cuadrática con dos etapas método simple y tratamiento de todas las variables como variables continuas.
(Gonen & Ramirez-Rosado, 1987)	Modelo entero mixto dinámico.

AUTOR, AÑO	MÉTODO APLICADO
(Hsu & Chen, 1990)	Sistema experto basado en el conocimiento usando el lenguaje artificial PROLOG.
(Ramirez-Rosado & Gonen, 1991)	Metodología pseudodinámica.
(Rau & Yih-Heui Wan, 1994)	Algoritmo de segundo orden.
(Miranda et al., 1994)	Algoritmo genético.
(Salamat Sharif et al., 1994)	Árbol de expansión mínima y programación lineal entera mixta.
(Saraiva et al., 1994)	Modelo de flujo óptimo de potencia difuso-teoría difusa.
(Tang, 1996)	Programación múltiple etapa no lineal entera mixta.
(Dai Hongwei et al., 1996)	Algoritmo óptimo de combinación heurística con algoritmo de múltiple fuente.
(Jonnavithula & Billinton, 1996)	Modelo no lineal, no diferencial con restricciones de optimización.
(Goswami, 1997)	Algoritmo iterativo incluyendo la técnica de intercambio de zona.
(Temraz & Salama, 1998)	Funciones no lineales.

2.1.4 Aspectos de la planeación que buscan optimizar, maximizar y/o minimizar modelos fundamentales

Es posible observar en este momento que la solución por medio de los métodos antes mencionados busca optimizar y/o minimizar en las redes de distribución eléctrica los siguientes aspectos:

- Pérdidas en los alimentadores de la red de distribución
- Costos de construcción de la subestación.
- Costos de inversión en la red de distribución.
- Pérdidas de energía en la demanda del sistema durante todo el horizonte de tiempo de planificación.
- Pérdidas de conexión al sistema de distribución.
- Costos de expansión.
- Refuerzos de componentes de la red de distribución y su impacto en el aumento de la flexibilidad.

- Disposición de la alimentación de la red que reduzcan al mínimo el coste total de los alimentadores.
- Fiabilidad del sistema de distribución, costes de interrupción y los costos de dispositivos de conmutación, costos de mantenimiento.
- Determinar la configuración óptima en la red óptima de cada subestación y el área de servicio óptima de cada subestación.

Estos aspectos que se buscan intervenir en la planificación de la red de distribución están incluidos en el proceso de planificación tradicional, lo que permite concluir que cualquiera que sea la metodología empleada en cada uno de los modelos fundamentales para la planificación, siempre se tendrá intereses comunes y problemas de planificación similares.

2.1.5 Modelos fundamentales destacados

El número de referencias que han tenido los modelos fundamentales desde su publicación se dan en el Anexo A: Número de referencias de los modelos fundamentales de planificación revisados, estas pueden destacar algunos artículos; estas referencias significativas han determinado que los temas tratados y métodos de solución han sido considerados por distintos autores para desarrollar sus estudios, lo que significa que estos modelos han participado en el desarrollo de nuevos métodos y nuevos temas relacionados con la planificación de la expansión en la red de distribución. Los modelos destacados son:

(Rau & Yih-Heui Wan, 1994) Examina la ubicación óptima de los recursos distribuidos, tal que se obtengan los mayores beneficios para el conjunto total de la red de distribución y su planeación; los recursos como generación fotovoltaica o eólica y el almacenamiento de energía son analizados en este artículo, incluyendo la gestión de la demanda, buscando minimizar las pérdidas de energía, considerando la cargabilidad de las líneas, y el requerimiento de potencia reactiva. Este documento fue publicado en 1994, completando un total de 208 referencias para el año 2016.

(Thompson & Wall, 1981) Desarrolla el método Branch and Bound (ramificación y acotamiento), que resuelve una serie de subproblemas de transbordo utilizando un código eficiente para encontrar las ubicaciones óptimas de las subestaciones de la red, teniendo

en cuenta un modelo de alimentador primario ya realizado por el mismo autor, en este artículo se analiza las subestaciones existentes y la mejor ubicación de las futuras subestaciones, el documento hasta el 2016 sido referenciado 100 veces.

(Miranda et al., 1994) Mediante algoritmos genéticos (GA) enfrenta el problema de planificación dinámica de múltiples etapas en la red de distribución de energía, buscando la ubicación y dimensionamiento óptimo de las subestaciones y los alimentadores en la expansión de la red, poniendo en práctica una expansión ordenada de las instalaciones, reduciendo al mínimo los costos de nuevas instalaciones y los costos de operación, obteniendo la mayor fiabilidad del sistema. Con 256 referencias desde 1994 este artículo lidera el mayor número de citaciones de los modelos fundamentales examinados en este documento.

(Sun et al., 1982) Ha sido referenciado 83 veces desde el año 1982 y desarrolla su análisis con el concepto del año horizonte para la planificación de la expansión de la red de distribución, este año horizonte es un objetivo del modelo que sirve para evaluar tanto el final del periodo del caso de estudio, como también la elección óptima de los equipos para el tiempo futuro. Este es un proceso de expansión por fases comenzando con el año base y progresando hasta el año objetivo, proceso en el cual se optimiza la ubicación de la subestación y la planificación del alimentador radial, considerando los costos fijos (costos de construcción de la subestación y alimentadores) y el costo variable (costo de energía y/o las pérdidas) mediante la implementación del método de Branch and Bound (Ramificación y Acotamiento).

(Ramirez-Rosado & Gonen, 1991) Resuelve el problema de la planificación de la expansión de la red de distribución considerando el tamaño, localización y sincronización de las subestaciones de distribución con los alimentadores primarios, utilizando una metodología pseudo dinámica, que divide el problema de la planificación en varios periodos, buscando que el modelo pueda satisfacer las necesidades de la demanda en el último año de planificación, minimizando los costos de red de distribución. En la función de costos se incluyen los costos de inversión, las pérdidas de energía asociadas con la instalación de los alimentadores, subestaciones y su operación respectiva, dando solución adecuada con la programación lineal entera mixta para el concatenado de todos los periodos de

expansión. La fecha de publicación de este artículo fue en el año 1991 referenciado unas 56 veces por otros autores antes del año 2012 y otras 20 veces entre los años 2012 y 2016.

2.2 Modelos actuales examinados (2004-2016)

Los modelos fundamentales han dado un lineamiento de metodologías, modelos y criterios entre otros aspectos para dar solución al problema de planificación en la expansión de la red de distribución, con el paso de los años se ha tenido una evolución de los métodos y modelos que proponen una expansión óptima de la red de distribución ligados a los avances tecnológicos que ha tenido el sector eléctrico, esta evolución de métodos y modelos son los llamados en este trabajo modelos actuales, los cuales son mejoras o son fundamentados en criterios, desarrollos o temas de algunos modelos fundamentales, mencionados anteriormente.

En este trabajo se examinan 36 modelos actuales, donde la mayoría están referenciando a los modelos fundamentales para proponer sus soluciones, los modelos actuales son mencionados a continuación (Tabla 2-4):

Tabla 2-4: Modelos Actuales examinados.

REFERENCIA	NOMBRE
(Oskuee, Babazadeh, Najafi-Ravadanegh, & Pourmahmoud, 2016)	Multi-stage planning of distribution networks with application of multi-objective algorithm accompanied by DEA considering economical, environmental and technical improvements
(Babazadeh, Oskuee, Pourmahmoud, & Najafi-Ravadanegh, 2016)	Optimal planning of smart distribution network based on efficiency evaluation using data envelopment analysis
(Chen, Lavrova, & Lehr, 2015)	The optimal planning and dynamic operation of distributed generation method based on modified multiobjective optimization in power distribution system
(Bagheri, Monsef, & Lesani, 2015)	Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions

REFERENCIA	NOMBRE
(Zhang, Tang, Liu, & Lv, 2015)	Multiobjective optimization and decision-making for DG planning considering benefits between distribution company and DGs owner
(Oskuee et al., 2016)	Multistage distribution network expansion planning under smart grids environment
(Abdelaziz, Hegazy, El-Khattam, & Othman, 2015)	Optimal planning of distributed generators in distribution networks using modified firefly method
(Jalali, Zare, & Hagh, 2014)	Dynamic expansion planning of sub-transmission substations and defining the associated service area
(Mendoza, López, Fingerhuth, Peña, & Salinas, 2013)	Low voltage distribution planning considering micro distributed generation
(Ganguly, Sahoo, & Das, 2013)	Recent advances on power distribution system planning: A state-of-the-art survey
(Ravadanegh & Tabatabaei, 2012)	Advances in optimally operating, expanding and planning distribution systems
(Viral & Khatod, 2012)	Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review
(Iman Ziari, Ledwich, Ghosh, & Platt, 2012)	Integrated distribution systems planning to improve reliability under load growth
(Zou, Agalgaonkar, Muttaqi, & Perera, 2012)	Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties
(Jain, Singh, & Srivastava, 2011)	Planning and impact evaluation of distributed generators in Indian context using multi-objective particle swarm optimization
(I. Ziari, Ledwich, Ghosh, & Platt, 2011)	Planning of distribution networks in presence of Distributed Generators and cross-connections
(Iman Ziari, Ledwich, & Ghosh, 2011)	Optimal integrated planning of MV-LV distribution systems using DPSSO
(Ouyang, Cheng, Zhang, & Yao, 2010)	Distribution network planning method considering distributed generation for peak cutting
(Yang, Wu, Li, & Wang, 2010)	Planning of distribution network with DG based on artificial fish swarm algorithm
(Trebolle & Gómez, 2010)	Reliability options in distribution planning using distributed generation
(Zhong & Zhang, 2010)	Economic incentives for distribution network optimization with distributed generation
(Soroudi & Ehsan, 2010)	Multi-objective planning model for integration of distributed generations in deregulated power systems

REFERENCIA	NOMBRE
(Ravadanegh, Vahidnia, & Hatami, 2010)	On optimal design and expansion of electrical power distribution systems
(Wong, Bhattacharya, & Fuller, 2009)	Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment
(Nazar & Haghifam, 2009)	Multiobjective electric distribution system expansion planning using hybrid energy hub concept
(Gözel & Hocaoglu, 2009)	An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems
(Navarro & Rudnick, 2009)	Large-scale distribution planning - Part I: Simultaneous network and transformer optimization
(Najafi, Hosseinian, Abedi, Vahidnia, & Abachezadeh, 2009)	A framework for optimal planning in large distribution networks
(Ke, Gao, & Li, 2007)	A new algorithm for distribution network planning
(Khodayar, Afsharnia, Ehsan, Kamalinia, & Sedighizadeh, 2007)	Generation expansion planning of stand-alone micro-power systems using madm techniques
(B. Kuri & Li, 2005)	Distribution network planning considering generation uncertainties
(Iyer & Ramakumar, 2005)	Challenges in distributed generation planning in a deregulated environment
(Walid El-Khattam, Hegazy, & Salama, 2005)	An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning
(Bless Kuri & Li, 2004)	Distributed generation planning in the deregulated electricity supply industry
(Li, Chen, Chung, & Tang, 2004)	Distribution planning using a rule-based expert system approach
(W. El-Khattam, Bhattacharya, Hegazy, & Salama, 2004)	Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market

2.2.1 Temas tratados en los modelos actuales

Los modelos actuales como se les llamo en este trabajo, examinan temas que estaban incluidos en los modelos fundamentales, y encierran nuevos temas que han surgido en los

avances tecnológicos, como los que hoy día se presentan en los sistemas eléctricos de potencia, avances como la inclusión de vehículos eléctricos en la red de distribución, ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida, entre otros. Así mismo, no dejan de tratar los temas de gran importancia en la planificación de la red de distribución que fueron tratados en los modelos fundamentales. Los temas tratados en los modelos actuales se muestran en la Tabla 2-5.

Tabla 2-5: Temas tratados en los modelos actuales examinados.

AUTOR, AÑO	TEMA TRATADO EN EL MODELO ACTUAL
(W. El-Khattam et al., 2004)	Planificación de generación distribuida, ubicación y dimensionamiento desde perspectiva de la empresa de distribución.
(Li et al., 2004)	Optimización en ubicación y tamaño de subestaciones y la disposición de los conductores.
(Bless Kuri & Li, 2004)	Planificación óptima de generación distribuida en la red de distribución considerando los mercados eléctricos desregulados.
(Walid El-Khattam et al., 2005)	Ubicación y dimensionamiento óptimo de la generación distribuida, minimizando los costos de inversión y operación de esta en la red de distribución.
(Iyer & Ramakumar, 2005)	Planificación de la generación distribuida considerando los retos, los riesgos e incertidumbres asociados.
(B. Kuri & Li, 2005)	Planificación que evalúa colectivamente expansión de la generación y planes de refuerzo de la red, teniendo en cuenta las incertidumbres debidas a la generación distribuida y otros factores como el crecimiento de la demanda.
(Khodayar et al., 2007)	Planificación considerando la configuración óptima y la capacidad de las diferentes tecnologías de generación en los micros sistemas de potencia, minimizando atributos económicos y ambientales.
(Ke et al., 2007)	Optimización de la red de distribución urbana de energía
(Najafi et al., 2009)	Planificación de los sistemas de distribución a gran escala con el fin de proporcionar el tamaño y la ubicación óptima de las subestaciones de alta y media tensión (AT y MT), así como el enrutamiento óptimo de alimentadores de media tensión (MT) ..
(Navarro & Rudnick, 2009).	Planificación óptima de redes de distribución de baja tensión, dispone de manera óptima de los transformadores y la red que conectan a los consumidores

AUTOR, AÑO	TEMA TRATADO EN EL MODELO ACTUAL
(Gözel & Hocaoglu, 2009)	Se realiza un factor de sensibilidad de pérdidas basado en la inyección de corriente equivalente, este se emplea para la determinación del tamaño óptimo y la ubicación de la generación distribuida a fin de minimizar las pérdidas totales de energía.
(Nazar & Haghifam, 2009)	Planificación óptima de expansión eléctrica en el sistema de distribución (OEDSEP) utilizando un concepto de centro de energía híbrida
(Wong et al., 2009)	Diseño, planificación y programación de los sistemas de distribución
(Ravadanegh et al., 2010)	Diseño óptimo de los sistemas de distribución a gran escala con el fin de proporcionar el tamaño óptimo y la ubicación de las subestaciones de la alta tensión (HV) y los alimentadores de media tensión (MT).
(Soroudi & Ehsan, 2010)	Modelo dinámico multi-objetivo a largo plazo para la inversión generación distribuida
(Zhong & Zhang, 2010)	Método para la localización y dimensionamiento óptimo de la penetración de la Generación Distribución (DG) en la optimización de la red de distribución, considerando los precios del sistema e incentivos en el uso de la red..
(Trebolle & Gómez, 2010)	Fiabilidad de la red de distribución dada por la inclusión de generación distribuida, definiendo la inversión en planificación para el operador de red.
(Yang et al., 2010)	Optimización de la ubicación y el tamaño de la generación distribuida (GD) en la planificación de la expansión de la red de distribución
(Ouyang et al., 2010).	Planificación de la red de distribución teniendo en cuenta la generación distribuida (GD) para el pico de demanda máximo.
(Iman Ziari et al., 2011)	Planificación óptima de los segmentos de media y baja tensión de un sistema de distribución, encontrando de manera óptima la ubicación y configuración de los transformadores de distribución y subestaciones, así como, la ruta y el tipo de alimentadores de media tensión (MT) y de baja tensión (BT).
(I. Ziari et al., 2011).	Determina la mejor ubicación y el grado óptimo de producción de energía de generadores distribuidos (DG) junto con la ubicación y el tipo de conexiones cruzadas que se deberían tener en la red con los transformadores y alimentadores para proveer mayor confiabilidad.
(Jain et al., 2011)	Desarrolla un Índice de estabilidad de tensión para la ubicación y dimensionamiento de la generación distribuida (DG)

AUTOR, AÑO	TEMA TRATADO EN EL MODELO ACTUAL
(Zou et al., 2012)	Planificación de la expansión del sistema de distribución que abarca los sistemas de GD renovable con patrones de generación de energía (inyección de energía activa y reactiva) que se pueden programar y que son intermitentes.
(Ravadanegh & Tabatabaei, 2012)	Ubicación óptima de subestaciones, alimentadores y generación distribuida.
(Mendoza et al., 2013)	Optimización de la red de distribución de baja tensión, considerando micro generación distribuida inyectado por los clientes.
(Jalali et al., 2014)	Planificación de la ubicación, la capacidad y el tiempo de construcción de subestaciones y alimentadores de media tensión, así como el área de servicio óptimo de subestaciones determinados por un enfoque dinámico para los años de planificación.
(Oskuee et al., 2016)	Planificación de la expansión de varias etapas de la red de distribución inteligente (MSDNEP) en presencia del vehículo conectado a la red (V2G) y el indicador de paso de falla (FPI), proceso de gestión de fallas.
(Abdelaziz et al., 2015)	Ubicación óptima y tamaño de la generación distribuida en la red.
(Zhang et al., 2015)	optimización y toma de decisiones multiobjetivo para determinar el tamaño y la localización de múltiples fuentes y multi-tipo de generación distribuidas en las redes de distribución.
(Bagheri et al., 2015).	Planificación determinando el refuerzo óptimo de las líneas existentes de media tensión y alta tensión y / o las subestaciones de media tensión, o la instalación de otros nuevos equipos para satisfacer el crecimiento de la carga en el horizonte de planificación sujeta a las limitaciones técnicas y operacionales
(Chen et al., 2015)	Selecciona las salidas óptimas para cada generador, compensador síncrono, banco de condensadores, y los paneles fotovoltaicos para cada intervalo de tiempo, además de la operación óptima de la generación distribuida.
(Babazadeh et al., 2016)	Asigna de manera óptima los recursos de generación distribuida y los bancos de capacitores, de forma separada y de forma simultánea.

De la tabla anterior, se destacan los temas tratados de la planificación de la red de distribución como la ubicación óptima de generación distribuida, la incertidumbre asociada a la generación distribuida, los flujos bidireccionales de energía, los centros de energía; temas de gran importancia para la planificación de la red de los modelos actuales.

2.2.2 Aspectos importantes de los temas tratados en los modelos actuales

En los modelos actuales, se indica que existen aspectos importantes en la planificación de la expansión de la red de distribución, que no fueron tratados en los modelos fundamentales, aspectos que van ligados al desarrollo de los avances tecnológicos que han tenido los sistemas eléctricos de potencia y que permiten dar flexibilidad confiabilidad y respaldo al mismo, algunos de estos aspectos importantes tratados en los modelos actuales son:

- Planificación de la red de distribución incluyendo generación distribuida (GD).
- Ubicación y dimensionamiento óptimo de la generación distribuida.
- Incertidumbre, retos y riesgos de la generación distribuida en la planificación del sistema de distribución.
- Configuración óptima y Capacidad de la las diferentes tecnologías de generación distribuida GD.
- inversión en generación distribuida GD a largo plazo.
- Fiabilidad que proporciona la generación distribuida GD a la red eléctrica de potencia.
- Planificación de la red de distribución considerando la energía inyectada por la generación distribuida de los usuarios residenciales.
- Planificación de la expansión de la red de distribución considerando la conexión de vehículos eléctricos a la red.

Para dar la construcción de los temas anteriores en la planificación de las redes de distribución, se debe tener considerado, un modelo de solución adecuado que permita el alcance propuesto, los modelos utilizados en los modelos actuales han ido evolucionando paralelamente con el desarrollo de los avances tecnológicos dados en las redes eléctricas, para así tener la mejor solución posible al problema de planificación planteado.

2.2.3 Métodos de solución de los modelos actuales

Los métodos de solución de los modelos actuales que se encuentran en la Tabla 2-6 proponen en algunos casos una combinación de métodos antes usados en los modelos fundamentales, con mejoras de los mismos o la inclusión de nuevos métodos, esto es

definido propiamente por el objetivo trazado, la rapidez y precisión con la que se quiera llegar a cumplir estos objetivos.

Tabla 2-6: Método de solución aplicado en los modelos actuales.

AUTOR, AÑO	MÉTODO APLICADO
(W. El-Khattam et al., 2004)	El método heurístico de variables binarias.
(Li et al., 2004)	Sistema experto combinado reglas heurísticas, algoritmos genéticos y matemáticos.
(Bless Kuri & Li, 2004)	Desarrolla un modelo basado en un marco de planificación eficaz de generación distribuida.
(Walid El-Khattam et al., 2005)	Método entero mixto lineal con Variables de decisión binarias.
(Iyer & Ramakumar, 2005)	Visión general de planificación de la generación distribuida, desafíos y los riesgos planteados por el escenario desregulado actual.
(Khodayar et al., 2007)	Método jerárquico con Análisis Envolvente de Datos (DEA).
(Ke et al., 2007)	Algoritmo basado en redes neuronales de Hopfield.
(Najafi et al., 2009)	Teoría de grafos y algoritmos genéticos (GA).
(Navarro & Rudnick, 2009)	Algoritmo de optimización heurística.
(Gözel & Hocaoglu, 2009)	Algoritmo clásico de búsqueda de red basado flujos de carga sucesivos.
(Nazar & Haghifam, 2009)	Método concentrador de energía de tres etapas (multi-etapa) que combina la programación lineal entera mixta y los algoritmos genéticos.
(Wong et al., 2009)	Modelo de optimización dinámica jerárquica.
(Ravadanegh et al., 2010)	Modelo basado en la teoría de grafos y algoritmos genéticos (GA) con codificación especial.
(Soroudi & Ehsan, 2010)	Modelo utilizando un algoritmo GA con la aplicación del método difuso.
(Zhong & Zhang, 2010)	La optimización utiliza la herramienta de Evolución diferencial (DE).
(Trebolle & Gómez, 2010)	Propone un mecanismo de mercado aplicado a la generación distribuida, denominado Opciones de Fiabilidad para la GD (OFGD).
(Yang et al., 2010)	Algoritmo de enjambre de peces artificial (AFSA) y el algoritmo de peces enjambre artificial mejorado.
(Ouyang et al., 2010)	Modelo que combina algoritmo genético (GA) con el enfoque heurístico.
(Iman Ziari et al., 2011)	.Método de optimización de enjambre de partículas discreta

(I. Ziari et al., 2011)	Método de optimización discreta de enjambre de partículas Modificado
(Jain et al., 2011)	Técnica meta-heurística basada en la optimización Multi-Objetivo de enjambre de partículas (MOPSO).
(Zou et al., 2012)	Método de programación no lineal entera mixta combinada con la optimización integrada de enjambre de partículas (TRIBU PSO9).
(Ravadanegh & Tabatabaei, 2012)	Uso de Sistemas de Ubicación geográfica SIG.
(Mendoza et al., 2013)	Método de optimización de algoritmos genéticos.
(Jalali et al., 2014)	Modelo lineal entero mixto.
(Oskuee et al., 2016)	Algoritmo genético de clasificación dominada por no (NSGA II).
(Abdelaziz et al., 2015)	Método de luciérnaga modificado
(Zhang et al., 2015)	Algoritmo genético de clasificación dominada por no (NSGA II).
(Bagheri et al., 2015)	Algoritmo genético.
(Chen et al., 2015)	Algoritmo genético de clasificación dominada por no (NSGA II) combinado con un modelo de decisión lógica difusa.
(Babazadeh et al., 2016)	Análisis Envolvente de Datos (DEA).
(Oskuee et al., 2016)	Algoritmo genético de clasificación dominada por no (NSGA II) combinado con el Análisis Envolvente de Datos (DEA).

Los modelos han ido evolucionando y han implementado nuevos alcances, mejoras y nuevas técnicas de solución, algunas de las técnicas destacadas de los modelos actuales extraídos de la tabla anterior son los algoritmos genéticos y la planificación multiobjetivo, estas técnicas son más usadas por los autores de los modelos actuales analizados en este trabajo.

2.2.4 Aspectos de la planeación que buscan optimizar, maximizar y/o minimizar los modelos actuales

Los aspectos de la planeación que se buscan optimiza, minimizar y en algunos casos maximizar en los modelos actuales son los siguientes:

- (W. El-Khattam et al., 2004) Minimiza los costos de inversión y operación para el operador de la red de distribución, así como el pago hacia la compensación de pérdidas.
- (Li et al., 2004) Minimiza el costo de inversión y el costo asociado con las pérdidas de potencia.

- (Bless Kuri & Li, 2004) Evalúa de las incertidumbres y las técnicas apropiadas de riesgos en la etapa de planificación garantizando la ejecución de aquellas alternativas que sean medio ambiente y económicamente viables.
- (Walid El-Khattam et al., 2005) Minimiza los costos de inversión y operación de la generación distribuida en un sistema de distribución, así como los costos de inclusión de nuevos equipos a la red.
- (Iyer & Ramakumar, 2005) Considera aspectos importantes para la planificación de generación distribuida como la base económica la fiabilidad y el medio ambiente.
- (B. Kuri & Li, 2005) Considera el fallo de la red, los límites térmicos de equipos, perfiles de tensión, los costos de explotación, las expectativas de ingresos y el valor de la reducción de pérdidas en la red, además de las incertidumbres generación.
- (Khodayar et al., 2007) Minimiza el costo de inversión, el costo neto actual y con la reducción de emisiones para el medio ambiente.
- (Ke et al., 2007) Planifica de manera óptima la red de distribución.
- (Najafi et al., 2009) Minimiza la inversión de capital y los costos operativos de las nuevas instalaciones, teniendo en cuenta todas las restricciones eléctricas y geográficas que conducen a la ubicación óptima de las subestaciones y el enrutamiento óptimo de los alimentadores primarios.
- (Navarro & Rudnick, 2009) Minimiza los costos de inversión y operación.
- (Gözel & Hocaoglu, 2009) Minimiza las pérdidas totales de energía.
- (Nazar & Haghifam, 2009) Minimiza los costos totales del sistema en la primera etapa y determina las asignaciones óptimas, la selección de la capacidad y alternativas de sustitución de los dispositivos del sistema en la segunda etapa. En la tercera etapa, el problema de la restauración óptima (O) investiga la adecuación de los recursos del sistema en condiciones contingentes.
- (Wong et al., 2009) Minimiza y controla los costos de inversión, inversiones no coordinadas de generación distribuida, impacto de las políticas de energía sobre el sistema.
- (Ravadanegh et al., 2010) Soluciona problemas de optimización satisfactorios duros con diferentes limitaciones en las redes de distribución a gran escala.
- (Soroudi & Ehsan, 2010) Optimiza tres objetivos: las pérdidas, los costos y las emisiones ambientales en la dinámica de la inversión durante el período de planificación.
- (Zhong & Zhang, 2010) Minimiza el costo total del sistema por año, incluyendo el costo de refuerzo incremental a largo plazo Costo (LRIC), costo de inversión de nuevas instalaciones como generación distribuida y el costo total de las pérdidas del sistema.
- (Trebolle & Gómez, 2010) Determina la mayor eficiencia desde el punto de vista del funcionamiento del sistema eléctrico y la planificación de la red de distribución y localiza de manera óptima la generación distribuida en la red de distribución.

-
- (Yang et al., 2010) Evalúa los aspectos económicos en la implementación de la generación distribuida
 - (Ouyang et al., 2010) Minimiza la suma de las inversiones de suministro, inversiones y costos de generación distribuida, las pérdidas de energía y el costo adicional de la generación distribuida para el corte de pico.
 - (Iman Ziari et al., 2011) Considera la fiabilidad del sistema, la minimización del costo de la inversión y el coste de las pérdidas.
 - (I. Ziari et al., 2011) Maximizar la fiabilidad del sistema, minimizando el coste de la inversión y las pérdidas de las líneas, mejorando el perfil de tensión todo bajo crecimiento de la carga.
 - (Jain et al., 2011) Minimizar las pérdidas de energía, mejorando el perfil de tensión junto con la reducción de emisiones contaminantes.
 - (Zou et al., 2012) Reduce el costo total en la asignación de generación distribuida renovable al sistema durante un periodo de planificación
 - (Mendoza et al., 2013) Define la inversión y los costos de operación mediante la adición de una evaluación de las pérdidas por las tres fases considerando redes desequilibradas, con la valoración de la energía no entregada en función del costo como una manera de incluir la fiabilidad del sistema.
 - (Jalali et al., 2014) Minimiza el costo total de la instalación de la subestación y la energía comprada a la red de transporte en un entorno liberalizado.
 - (Oskuee et al., 2016) Minimiza el costo total durante el horizonte de planificación y la maximización del índice de fiabilidad
 - (Abdelaziz et al., 2015) Minimiza las pérdidas de potencia cumpliendo con las restricciones de la red
 - (Zhang et al., 2015) Maximiza los beneficios que ofrece la generación distribuida al propietario, minimizando de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la generación distribuida, y compra de energía por parte de la empresa de distribución local, incluyendo también la participación de cuantificación para la mejora de las pérdidas, la tensión, fiabilidad del sistema.
 - (Bagheri et al., 2015) Considera la fiabilidad y las incertidumbres relacionadas con la energía eólica, la demanda de carga, y el precio de la energía; también la posibilidad de operación en modo aislado de la micro red para la evaluación de la fiabilidad.
 - (Chen et al., 2015) Minimiza las desviaciones de voltaje de un circuito y las pérdidas de potencia activa y reactiva.
 - (Babazadeh et al., 2016) Reduce de pérdidas de energía y las emisiones; Maximiza la estabilidad del voltaje teniendo en cuenta la minimización de los costos de instalación, operación y mantenimiento del sistema asociados a la ubicación óptima de la generación distribuida y los capacitores.
 - (Oskuee et al., 2016) Mejora la confiabilidad del sistema de potencia energía y mejora los parámetros de rendimiento del sistema.

Los aspectos de la planeación que se buscan optimiza, minimizar y en algunos casos maximizar en los modelos actuales mencionados por los modelos actuales, incluyen algunos de los aspectos que se evidenciaron en los modelos fundamentales y aparte de estos, los modelos actuales incorporan otros lineamientos de interés para la planificación de la expansión de la red de distribución.

2.2.5 Modelos actuales destacados

Como se puede observar, en los temas tratados de los modelos actuales en el apartado 2.2.1 de esta sección, existen temas que permiten tener un mayor alcance en la planificación de la expansión de la red de distribución, debido a la inclusión de generación distribuida, energías renovables, recursos distribuidos y nuevas tecnologías que permiten un mayor respaldo para la red eléctrica. A continuación se destacan y se exponen algunos de los Modelos Actuales por los temas de interés que allí se plantean:

El trabajo que presenta [30] analiza los nuevos avances para el problema de optimización de distribución de baja tensión, considerando la energía inyectada por los clientes del sistema de distribución debido a la micro generación distribuida de los mismos; en este artículo se hace un enfoque en aspectos tales como la evaluación de las pérdidas de energía trifásica, evaluación fiabilidad del sistema y principalmente el impacto de la micro generación distribuida (micro DG) en baja tensión (LV) en el proceso general de planificación de la red [30].

El método propuesto por (Nazar & Haghifam, 2009) utiliza un modelo concentrador de energía para explorar los impactos de los sistemas de transporte de energía sobre el procedimiento de planificación óptima de expansión eléctrica en el sistema de distribución. Un sistema de distribución eléctrica (EDS) puede intercambiar energía con otros sistemas con múltiples portadores de energía (MECSs) por sus nodos, conocidos como concentradores de energía. El impacto de un centro de energía sobre el procedimiento de planificación, cambia los costos del sistema de distribución eléctrica y los índices de confiabilidad. Este algoritmo se descompone el problema en tres subproblemas para lograr una planificación de la expansión óptima de un sistema, en el que se reducen al mínimo la inversión y los costos operativos, mientras que la fiabilidad del sistema se maximiza. El

uso óptimo de los centros de energía que se utiliza en este artículo para reducir al mínimo los costos de servicios públicos y la maximización de la fiabilidad del sistema, maximizando el valor de los servicios prestados a los consumidores(Nazar & Haghifam, 2009).

En (Bagheri et al., 2015) se desarrolla un metodología integrada de planificación de la expansión de la red de distribución, en esta metodología se tiene además de la planificación tradicional (que incluye entre otros aspectos el refuerzo de las líneas de distribución, subestaciones o la instalación de nuevos equipos para abastecer la demanda de energía eléctrica) la inclusión de nuevas tecnologías, generación de energía renovables y no renovables, generación distribuida (GD) y las incertidumbres asociadas, la demanda de energía y los precios de energía. La curva de duración de carga es utilizada en el modelo y también se considera la posibilidad de operar la generación distribuida en modo asilado para la confiabilidad el sistema, dando una solución al problema de planificación planteado por algoritmos genéticos (GA)(Bagheri et al., 2015).

En (Zhang et al., 2015) se propone una metodología de optimización y toma de decisiones multiobjetivo para determinar el tipo, la ubicación y el tamaño de múltiples fuentes Generación Distribuida (GD) en redes de distribución, maximizando los beneficios tanto para la empresa de distribución, como para el propietario de la Generación Distribuida(GD) o proveedores independientes de energía (Zhang et al., 2015).

La ubicación óptima de la generación distribuida se realiza en (Zhang et al., 2015) como función de los perfiles de voltaje y fiabilidad del suministro eléctrico, el beneficio para la empresa de distribución y el proveedor independiente de energía se maximizan mediante la formulación de Pareto más óptima, donde para el proveedor de energía independiente la función a maximizar es dada por el costo beneficio de tener la Generación Distribuida (GD), donde en los beneficios, se incluye la venta de energía a el sistema y los subsidios dados por el gobierno debido a la implantación de fuentes renovables; los beneficios a maximizar para la empresa de distribución consideran dos escenarios de compra de energía para suplir su demanda, el primero es comprar una cantidad de energía que proviene del sistema de transmisión por medio de contratos bilaterales a un precio fijo, el segundo escenario es la compra de energía al proveedor independiente de energía.

El método de solución empleado por (Zhang et al., 2015) es de tipo multiobjetivo con el Algoritmo genético de clasificación dominada por no (NSGA por sus siglas en ingles), en el cual se maximizan los beneficios antes mencionados a fin de cumplir con las restricciones del sistema eléctrico, dando la ubicación, tamaño y tipo de Generación Distribuida más adecuada.

(Oskuee et al., 2016) Planifica la expansión de las redes de distribución inteligentes en múltiples etapas (MSDNEP) considerando la presencia del vehículo eléctrico conectado a la red (V2G) y un indicador de fallas en la red (FPI) que permite localizar las falla en la red de distribución, el modelo atiende el crecimiento de la demanda y máxima el índice de confiabilidad de la red. El funcionamiento de los V2G, es agregan en los estacionamientos o electrolíneas, lo cual puede aumentar en el entorno inteligente de la red, ya que estos estacionamientos pueden almacenar algo de electricidad y abastecer a los consumidores en la carga máxima y contingencia, (Oskuee et al., 2016) presenta una optimización multiobjetivo considerando la fiabilidad y los costes como dos funciones objetivas.

2.3 Conclusión de la revisión de los modelos fundamentales y actuales

En la revisión de los modelos fundamentales y actuales se recogieron los temas tratados en cada modelo, de los cuales para los modelos fundamentales se destacan la ubicación y dimensionamiento de subestaciones, ubicación de recursos distribuidos y ubicación optima de generación distribuida, entre otros; para los modelos actuales se destacan los temas como ubicación optima de generación distribuida, incertidumbres asociadas a la Generación Distribuida, flujos bidireccionales de energía, centros de energía, entre otros.

También se recogieron los aspectos importantes de los temas tratados, los métodos de solución utilizados y los aspectos de la planeación que buscan optimizar o minimizar dichos modelos, como lo son: la función o funciones objetivo a optimizar, restricciones técnicas, restricciones económicas, restricciones sociales y técnicas de optimización utilizadas para la solución del modelo. Con todo esto fue posible determinar que la introducción de generación distribuida presenta un conjunto de nuevas condiciones en la red de distribución, además del efecto que se tiene en la red eléctrica debido a la introducción de

esta generación, efecto que está relacionado con la aparición de nuevos problemas técnicos.

Igualmente, se encontró a partir de los modelos (fundamentales y actuales) examinados en este documento, que el problema de la expansión óptima de la generación distribuida en redes de distribución consiste en :

Determinar:

- La mejor ubicación de la Generación distribuida.
- El tamaño óptimo de la Generación distribuida.

Minimizando:

- los costes de inversión.
- las pérdidas de energía.
- Los costes de operación.

Lo anterior es concatenado al cumplimiento de las restricciones técnicas del sistema eléctrico a lo largo del periodo de planificación.

2.4 Inclusión de la generación distribuida

La inclusión de la generación distribuida en la planificación de la red de distribución provee de muchos beneficios tales como dar calidad, seguridad y confiabilidad al suministro eléctrico. Cuando esta generación no se planea se tienen problemas operativos y de conexión de acuerdo con Nordgard (2011); pero también una adecuada planeación de la generación distribuida puede traer beneficios económicos, en este aspecto Wang, Ochoa, & Harrison (2010) realiza un evaluación del impacto de la generación distribuida sobre la inversión futura de la red, asegurando que esta inversión puede ser aplazada y que está relacionada con la demanda, la seguridad del sistema y el crecimiento del mismo.

La metodología de Wang (2010) está basada en trabajos anteriores, la cual combina un enfoque de eliminación sucesiva con la planificación de varias etapas, con el fin de aplazar la inversión impulsada por la demanda y la seguridad del suministro eléctrico. Los resultados obtenidos muestran que una planificación estratégica de la generación distribuida trae importantes beneficios económicos y contribuye a la seguridad del sistema. Los Beneficios económicos están relacionados con la descongestión de activos de la red

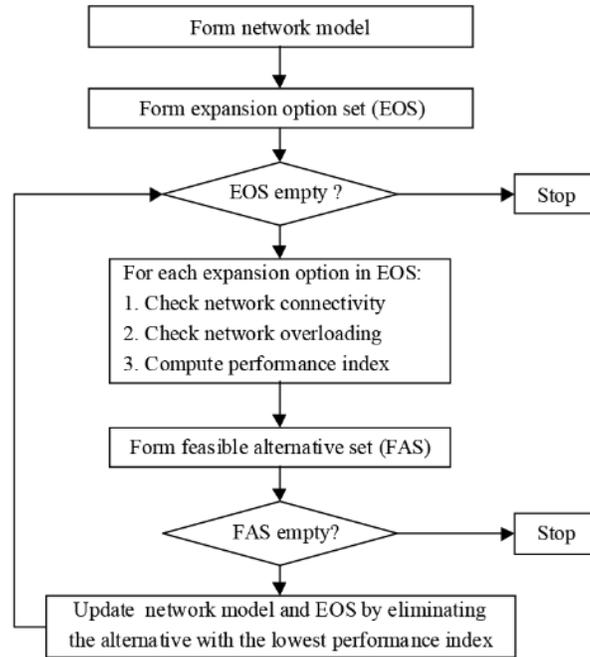
debido al crecimiento de la demanda, ya que la generación distribuida puede ayudar a evitar o diferir refuerzos en la red.

Sin embargo, la planificación de la expansión de la red de distribución se ha basado en ampliar o construir nuevas subestaciones y/o alimentadores como lo expuso Dugan, McDermott, & Ball (2001) en la sección anterior y consecuente con él, es Brown, Jiuping Pan, Xiaorning Feng, & Koutlev (2001) donde se plantea que la generación distribuida es otra alternativa que debe ser considerada en la planeación de la expansión de la red de distribución y transmisión.

Brown (2001) asegura que la planeación de la expansión de la capacidad del sistema, debe considerar el abastecimiento de la demanda pico y que hasta el momento esto se ha dado mediante la construcción de nuevas infraestructuras y generación central; pero ahora con las nuevas tecnologías se requiere una planificación de recursos como generación distribuida y gestión de la demanda, estas opciones darán un servicio a un costo más bajo.

La metodología empleada por Brown (2001) se muestra en la Figura 2-1, la cual incluye un algoritmo de eliminación sucesiva para la ampliación de capacidad de la red en la expansión, situando de manera óptima la generación distribuida; en esta metodología se consideran todas las opciones (nuevas líneas, líneas mejoradas, nuevas subestaciones, subestaciones y generación distribuida) eliminando las alternativas menos rentables hasta que se cumplan las limitaciones del sistema.

Como resultado Brown (2001) presenta un proceso de planificación de expansión, con este se determina que alternativas satisfacen la capacidad requerida y las limitaciones dadas, (Brown et al., 2001) forma un esquema de expansión que permite la inclusión generación distribuida para servir el crecimiento de la demanda, ya que esta generación no es utilizada comúnmente por las empresas de distribución en una estrategia de planificación de la red.

Figura 2-1: Expansión de la red usando un algoritmo de eliminación sucesiva.

Fuente :Recuperado de Brown, Siting distributed generation to defer T&D expansion,(2001)

Existen métodos de planificación que dan un lineamiento de metodologías, criterios y modelos, entre otros aspectos, para dar solución al problema de planificación en la expansión de la red de distribución, con el paso de los años se ha tenido una evolución de los métodos y modelos que proponen una expansión óptima de la red de distribución, ligados a los avances tecnológicos que ha tenido el sector eléctrico, como lo son la generación distribuida, energías renovables, recursos distribuidos y nuevas tecnologías, el reto consiste en que la empresa de distribución, incluya todos estos avances en el proceso de planificación de su red.

A continuación se presentan trabajos que tratan importantes avances que deben ser considerados en el proceso de la planificación de la red de distribución.

El trabajo que presenta Mendoza, López, Fingerhuth, Peña, & Salinas (2013) analiza los nuevos avances para el problema de optimización de la red distribución de baja tensión, considerando la energía inyectada por los clientes al sistema debido a la micro generación distribuida de los mismos. En este artículo se hace un enfoque en aspectos tales como la

evaluación de las pérdidas de energía trifásica, evaluación de la fiabilidad del sistema y principalmente el impacto de la micro generación distribuida (micro DG) en baja tensión (LV) en el proceso general de planificación de la red (Mendoza et al., 2013), sin embargo, no se define en este artículo un procedimiento o metodología que ayude al operador de la red de distribución a la incluir la generación distribuida.

El trabajo realizado por Nazar & Haghifam (2009) utiliza un modelo concentrador de energía, para explorar los impactos de los sistemas de transporte de energía, sobre el procedimiento de planificación óptima de la expansión del sistema de distribución. “Un sistema de distribución eléctrica puede intercambiar energía con otros sistemas con múltiples portadores de energía por sus nodos, conocidos como concentradores de energía” (p. 899). Como resultado se determina que el impacto de un centro de energía sobre el procedimiento de planificación cambia los costos del sistema de distribución y los índices de confiabilidad.

En Nazar & Haghifam (2009) se descompone el problema de planificación en tres sub problemas, para lograr una planificación de la expansión óptima de un sistema, en el que se reducen al mínimo la inversión y los costos operativos, mientras que la fiabilidad del sistema se maximiza. El uso óptimo de los centros de energía se utiliza en este artículo para reducir al mínimo los costos de servicios públicos y buscar la maximización de la fiabilidad del sistema, maximizando el valor de los servicios prestados a los consumidores (Nazar & Haghifam, 2009).

Bagheri, Monsef, & Lesani, (2015) desarrollaron una metodología integrada de planificación de la expansión de la red de distribución, en esta metodología se tiene la planificación tradicional que incluye entre otros aspectos el refuerzo de las líneas de distribución, subestaciones o la instalación de nuevos equipos para abastecer la demanda de energía eléctrica; esta planificación es integrada con la inclusión de nuevas tecnologías, como la generación de energía renovable y no renovable, la generación distribuida (GD), las incertidumbres asociadas, la demanda de energía y los precios de energía. La curva de duración de carga es utilizada para dar más precisión a el modelo y también se considera la posibilidad de operar la generación distribuida en modo asilado para la confiabilidad el sistema, la solución al problema de planificación planteado se da por

algoritmos genéticos (GA). Los resultados obtenidos muestran que el método propuesto por (Bagheri et al., 2015) mejora las características técnicas de la red, disminuyendo los costos totales y reduciendo la contaminación ambiental (Bagheri et al., 2015).

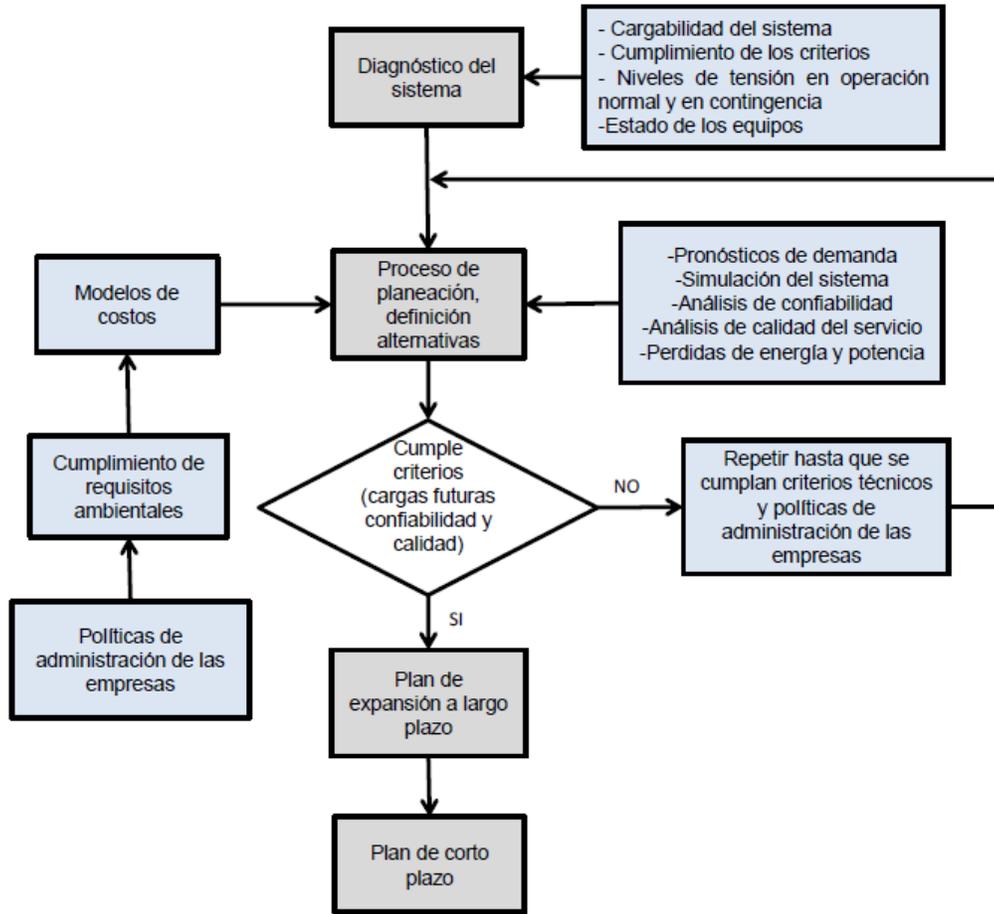
De los temas tratados en cada trabajo se destacan la ubicación y dimensionamiento de subestaciones en la planificación tradicional y en una planificación más integrada se tiene la ubicación de recursos distribuidos, ubicación óptima de generación distribuida, las incertidumbres asociadas a la generación distribuida, flujos bidireccionales de energía, los centros de energía, entre otros temas que deben ser considerados en la planificación de la expansión de la red de distribución, para dar solución a los problemas de respaldo, calidad, seguridad y confiabilidad al sistema eléctrico.

Sin embargo en los artículos revisados no se incluye un procedimiento o metodología que permita al operador de red, la inclusión de la generación distribuida en alguna etapa del proceso de planificación de la expansión de su red.

2.5 Proceso de planificación de la expansión de la red de distribución en Colombia

La planificación de la expansión de la red de distribución en Colombia se puede observar a través de su normativa Resolución CREG 179 de (2015) la cual presenta un proceso de planificación a que permite elaborar el plan de expansión de sistema de distribución. A continuación se presenta dicho proceso (Figura 2-2):

Figura 2-2: Proceso de planificación (CREG, 2015)



Fuente : Recuperado de “Información y formatos para la presentación del plan de inversiones”, Comisión de Regulación de Energía y Gas, (2015).

El diagrama anterior muestra como la planificación comienza por dar diagnóstico actual del sistema, diagnóstico que se realiza para el último año de operación, en este diagnóstico se evalúan todos los aspectos relevantes que permitan la adecuada operación del sistema eléctrico; luego se desarrolla un pronóstico para determinar la demanda a atender, donde se busca a través de iteraciones la red capaz de atender dicha demanda y que cumpla con todos los requerimientos de planificación, una vez se tenga la red adecuada, se define el año de entrada de los proyectos y así el plan de inversión a realizar en el mediano plazo (CREG, 2015)

La Metodología de planificación ayudará a buscar las diferentes alternativas que permitan cumplir con los criterios y objetivos de planificación de la manera más eficiente posible;

una de las metodologías empleadas, es la que se hace para cada periodo de tiempo de planificación, en donde se buscan varias configuraciones del sistema para abastecer las cargas del mismo, esta es llamada metodología de tiempo fijo, en esta se tienen modelos localización y tamaño óptimo de subestaciones, también modelos de transferencia de carga y de alimentador primario, etc. (CREG, 2015).

La metodología de optimización dinámica es usada para planes de expansión a largo plazo, donde se pueden usar varias combinaciones de subestaciones o circuitos que den la opción más óptima tanto, para cumplir con las restricciones del sistema, como para obtener los menores costos posibles (CREG, 2015).

Además de la metodología para la planeación en Colombia se deben considerar los horizontes de planeación, los cuales son de corto plazo, mediano plazo y largo plazo, estos incluyen un lapso en años asociado, de 1 año, 5 años y 10 años respectivamente (CREG, 1998), el planeamiento a seguir de acuerdo a los plazos anteriores, puede ser de dos niveles, el primero es el planeamiento a nivel estratégico el cual permite tener varios objetivos reales que se quieran tener en el largo plazo, y el segundo es el planeamiento decisorio, el cual permite disponer los recursos actuales para cumplir con los objetivos propuestos, donde el primero está relacionado con los planes de inversión en el largo plazo y el segundo está relacionado con las metas y el presupuesto anual (CREG, 2015).

En este proceso de planificación de la expansión de la red de distribución en Colombia expuesto no se incluye la de generación distribuida, por lo cual los efectos de su implementación no son previstos en la planeación de la expansión de la red de distribución, por ello en concordancia con los objetivos y la metodología planteada en el siguiente capítulo, se da la importancia de desarrollar un esquema de trabajo de la planificación de la expansión de la red de distribución que incluya la generación distribuida y sus impactos sobre la red y su planeación, para así prever los problemas operativos y de conexión al conectar esta generación a la red de distribución, sin dejar de lado los beneficios que se obtendrían como el respaldo en generación y la reducción de las emisiones de CO₂ al tener energías renovables en el sistema eléctrico.

3. Objetivos y metodología de trabajo

3.1 Objetivos

3.1.1 Objetivo general

Desarrollar un esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.

3.1.2 Objetivos específicos

- Hacer un comparativo de esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución.
- Identificar los impactos de la generación distribuida al incluirla en la planificación de la expansión de la red de distribución.

3.2 Metodología

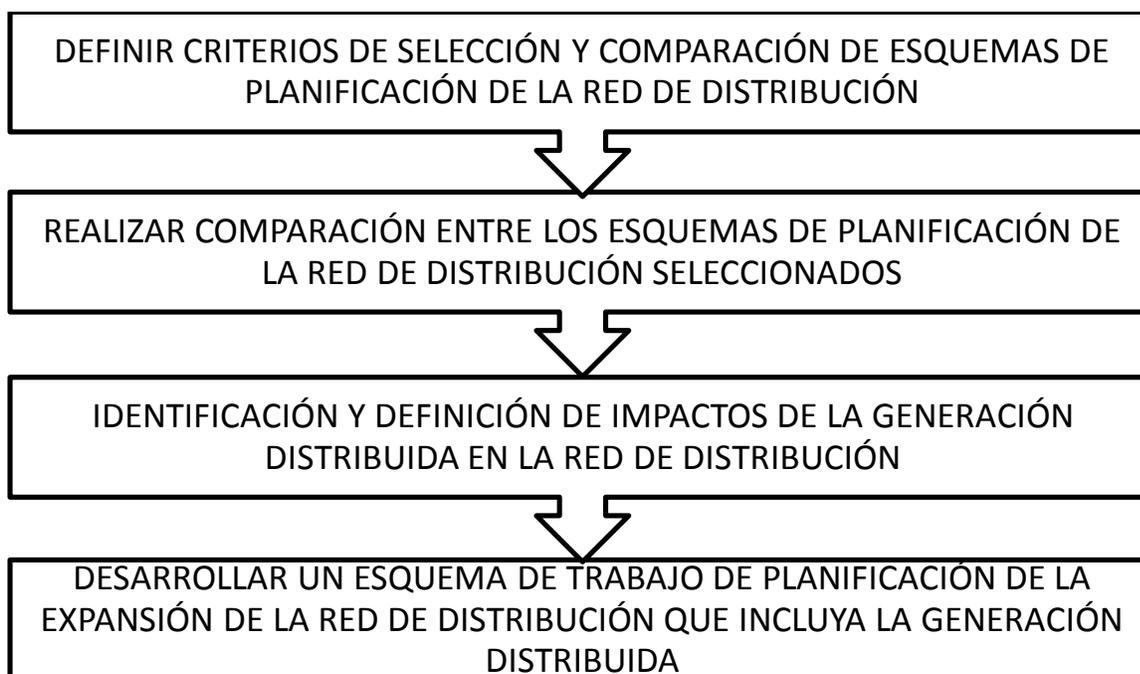
La red de distribución en Colombia carece de un respaldo en el suministro eléctrico que ante fallas en el Sistema Interconectado Nacional de continuidad al servicio de electricidad a los usuarios finales, esta falta de respaldo evidencia que la planificación de la expansión de la red de distribución necesita considerar la inclusión de nuevas tecnologías que den flexibilidad a la red de distribución y que permitan un suministro eléctrico de una manera eficiente, confiable y segura.

Las nuevas tecnologías como la generación distribuida con fuentes de energía renovable al ser implementadas en la red de distribución pueden disminuir la demanda pico del sistema eléctrico y también las emisiones por CO₂ producidas por las plantas térmicas.

Por lo anterior se desarrolla un esquema trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida; para lograr dicho objetivo la metodología a emplear abarco la planificación de la red de distribución con sus criterios, procedimientos y sus avances más significativos, adicionalmente se conocen los aspectos más importantes de la generación distribuida y como se da la inclusión de esta en la red de distribución.

La metodología a empleada para dar cumplimiento a los objetivos propuestos en este trabajo se presenta en la Figura 3-1 y se describe a continuación:

Figura 3-1: Metodología



Fuente: Elaboración propia.

Para incluir la generación distribuida en la planificación de la expansión de la red de distribución mediante el desarrollo de un esquema de trabajo es necesario conocer cuales esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución se tienen actualmente en Colombia y en el mundo, para ello se recurre a la búsqueda de información de las entidades encargadas de la planificación de los sistemas eléctrico y/o a las empresas de distribución de energía en los diferentes países analizados.

Para el primer paso metodológico se definen los criterios que permiten la selección de dichos esquemas, y la comparación entre los esquemas de planificación seleccionados, con estos criterios se dan lineamientos concretos para obtener esquemas apropiados que se adapten a nuestro caso de estudio y así se realiza una comparación coherente.

Como segundo paso metodológico se hace la comparación entre los esquemas de planificación de la red de distribución seleccionados, identificando las necesidades o limitaciones de los mismos, con lo cual se busca tener una contextualización de los esquemas o procedimientos de planificación de la red de distribución empleados. Luego como un tercer paso metodológico se identifica el efecto de la inclusión de la generación distribuida en la planeación red de distribución; aquí se definen los impactos de la generación distribuida, tanto en la red como en la planeación de la misma, con el objeto de aprovechar al máximo en el proceso de planificación de la red de distribución los impactos positivos sobre esta y así mismo anticipar los impactos negativos que se dan por la no planeación de la generación distribuida, tales como problemas operativos y de conexión, entre otros.

Con la selección de esquemas de planificación y su comparación ligados a sus limitaciones o necesidades, siguiendo con la identificación y definición de los impactos de la generación distribuida en la red de distribución, se procede con el cuarto paso metodológico al desarrollar un esquema de trabajo de planificación de la red de distribución que considera la generación distribuida, aquí se observa detalladamente los esquemas seleccionados y las diferencias entre esquemas obtenidas en el paso metodológico 2, también se analiza los posibles complementos que da la generación distribuida a la red y a su planeación, que resultado del tercer paso metodológico.

En conclusión con este esquema de trabajo propuesto, se dará la inclusión de las nuevas tecnologías en la planificación de la expansión de la red de distribución, en busca del beneficio del sistema eléctrico de potencia y de los usuarios finales del servicio público de electricidad.

4. Comparativo de esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución en América

La generación distribuida es vista desde la red de distribución como un usuario que puede suplir sus necesidades energéticas y/o que puede producir energía para ser entregada a la red, este usuario mantiene la conexión con la red eléctrica, bien sea para ser utilizada como respaldo para sí mismo o para entregar su producción de energía, en este último caso el respaldo lo tendría la red eléctrica.

Sin embargo, la planeación de la expansión red de distribución eléctrica en algunos casos ha concebido la operación de la red de distribución, como una red que opera con una única fuente de energía alimentado los centros de consumos (Centro de Información Tecnológica (Chile), 2004), sin considerar las fuentes de energía que pueden surgir en lugares más cercanos a los centros de consumos, y sin tener en cuenta sus ventajas e inconvenientes en su conexión con la red eléctrica como tal.

Para cumplir con el objetivo específico:

- Hacer un comparativo de esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución.

Se revisó la forma de planeación de la red de distribución que han realizado algunos países, y se analizaron los criterios que incluyen en la planificación de la red, con el fin de comparar sus esquemas de planificación y desarrollar un esquema de planificación que incluya la generación distribuida en la red de distribución.

4.1 Definición de criterios de comparación

Para definir los criterios bases para la comparación entre los esquemas de planificación, se recurre a la normativa colombiana y allí identificamos los siguientes propósitos que se deben incluir en la planeación de las redes de distribución (CREG, 2015, p 8):

- **Calidad del servicio**
Es la prestación del servicio sin interrupciones o con un nivel mínimo de interrupciones. (EDEQ, 2014)
- **Confiabilidad**
Confiabilidad de un sistema de potencia hace referencia a la probabilidad de una operación satisfactoria en un periodo de tiempo largo. Denota la habilidad para suministrar adecuadamente el servicio eléctrico casi continuamente, con pocas interrupciones en un periodo extendido de tiempo. (IEEE/CIGRE, 2004, p. 8)
- **Seguridad**
“Seguridad de un sistema de potencia se refiere al grado de habilidad para soportar contingencias sin desatención de carga”. (IEEE/CIGRE, 2004, p. 8)
- **Niveles de pérdidas adecuados**
Las pérdidas de energía están divididas en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, con la reducción de estas se alcanza la eficiencia en el uso de los recursos y racionalizar las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica (CREG, 2010).

Aparte de los criterios antes mencionados, la planeación de la red de distribución también depende del desarrollo del mercado eléctrico, del nivel de desregulación, de la matriz energética o de generación de energía y del grado de penetración de energías renovables o generación distribuida que se tengan en ese país, por tanto los criterios de comparación entre los esquemas de planificación son los siguientes:

- Desarrollo del mercado
- Matriz de generación
- Grado de penetración de energías renovables o generación distribuida
- Calidad del servicio - Criterio de planificación
- Confiabilidad - Criterio de planificación
- Seguridad - Criterio de planificación
- Niveles de pérdidas adecuados - Criterio de planificación

Con estos criterios se revisa la planificación de la red de distribución en los países de Argentina, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, EEUU y México; la información se consultó en el ente encargado de la planificación o en alguna de las empresas de distribución de energía de cada país de la siguiente manera:

Argentina: Secretaría de energía Eléctrica, EDESUR.

Chile: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Comisión Nacional de Energía.

Colombia: Empresa de Energía del Quindío (El proceso de la CREG fue analizado en el la sección 2.5)

Costa Rica: Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, ICE.

Ecuador: Consejo Nacional de Electricidad CONELEC (hoy ARCONEL)

Estados Unidos (EE.UU): Departamento de energía de los EE.UU, Comisión de Servicios Públicos de Minnesota (MPUC).

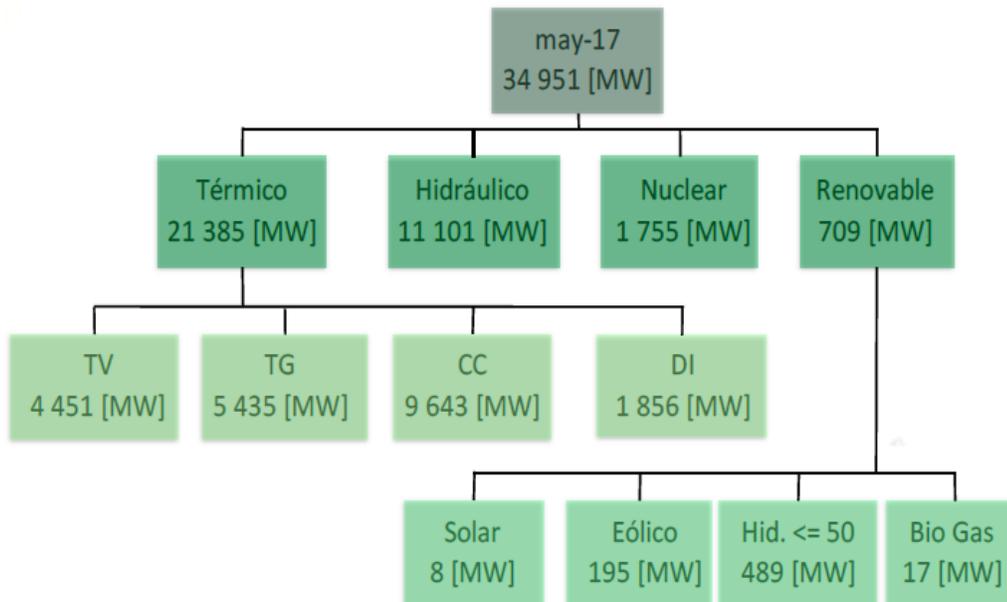
México: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Secretaría de Energía (SENER), Comisión Reguladora de Energía

4.2 Revisión de esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución en América

4.2.1 Argentina

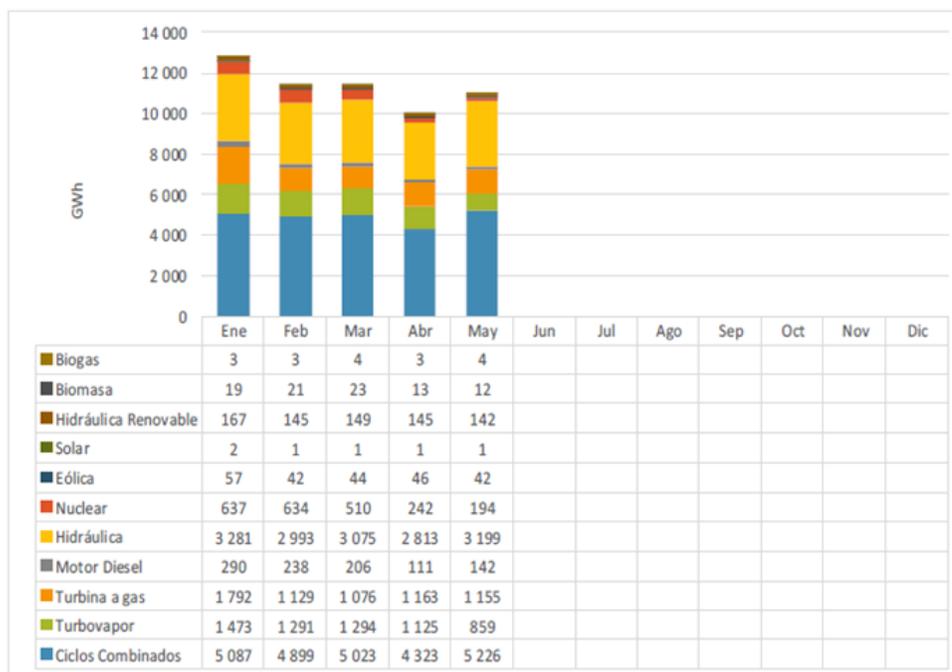
En Argentina la capacidad instalada en generación con energía con energías renovables es de 709 MW, la cual está compuesta de 8 MW de energía solar, 195 MW de energía eólica, entre otras tecnologías como se muestra en la Figura 4-1.

Figura 4-1: Potencia Instalada Distribución por Tecnología [MW].



Fuente : Recuperado de la Compañía administradora del mercado mayorista, Informe Mensual Mayo 2017 Principales Variables del Mes (2017).

Si bien es cierto la generación con energías renovables no está propiamente asociada a generación distribuida en la red de distribución, esta muestra que el nivel de penetración de la generación de energía con tecnologías renovables sin tener en cuenta la generación hidráulica es cerca del 2% nivel bajo comparado con la generación total instalada en Argentina. Ahora bien, el abastecimiento de la demanda con las energías renovables específicamente para la Solar y la Eólica para el mes de mayo es de 1 GWh y 42 GWh respectivamente como se muestra en la Figura 4-2.

Figura 4-2: Generación neta por tecnología paso mensual año 2017 [GWh]

Fuente: Recuperado de la Compañía administradora del mercado mayorista, Informe Mensual Mayo 2017 Principales Variables del Mes (2017).

Ahora, para la planificación de la red de distribución en Argentina se tiene en la reglamentación sobre los deberes de los distribuidores, lo siguiente:

Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de provisión de servicio de electricidad durante el término de la concesión que se le otorgue. Serán responsables de atender el incremento de demanda en su zona de concesión, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere conveniente. No podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su contrato de concesión. (Secretaría de energía Eléctrica, 1992)

Según lo anterior, para observar la planificación de la red de distribución eléctrica en este país se recurre a la empresa de distribución eléctrica Edesur S.A., la cual en su Plan de Inversión 2017 – 2021, detalla la metodología para planear sus redes de distribución de Alta (Tensiones iguales o mayores a 66 kV), Media (Tensiones mayores de 1 kV y menores

de 66 Kv) y Baja tensión (Tensiones hasta 1 kV), cuya metodología incorpora los siguientes objetivos (EDESUR S A, 2017):

- Incrementar la potencia instalada en las redes AT/MT con el objetivo de reducir la brecha respecto a demanda. (p. 6)
- Continuar expandiendo la red de AT, e intensificar fuertemente el desarrollo de las redes de MT/BT a los fines de conseguir una importante mejora en los indicadores de calidad. (p. 7)
- Ampliar la cantidad de salidas de MT de subestaciones, y obras relacionadas a las redes de MT y BT con impacto directo en los indicadores de calidad (con el objetivo de lograr una importante reducción de dichos indicadores). (p. 13)

En el proceso de planificación de la empresa EDESUR se tienen los proyectos clasificados en tres formas, la primera clasificación son los Proyectos de Calidad los cuales inciden positivamente en los indicadores de calidad, seguido de los Proyectos de Expansión, estos buscan el cubrimiento de la demanda y por último se tienen los Proyectos de Renovación los cuales se enfocan en la mejora del desempeño de la red, buscando siempre la seguridad y la confiabilidad de la misma. Se muestra en la Figura 4-3 los proyectos a realizar extraídos del plan de inversión con montos expresados en Millones de Pesos Argentinos a valor constante (Diciembre 2015) (EDESUR S A, 2017).

Figura 4-3: Proyectos a realizar en el plan de inversiones

Clasif. Resol 55 ENRE	Rubro	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2021
Calidad	Expansión AT	285	691	720	542	908	3.147
	Renovación AT	332	58	148	186	233	958
	Expansión y Renovación red MT	426	503	523	564	403	2.419
	EXPANSION Y RENOVACIÓN RED BT	140	222	238	230	213	1.044
	EXPANSION Y RENOVACIÓN CT	152	253	251	253	158	1.066
	Telemando Red MT	37	124	198	198	187	744
	Otros proyectos MT	38	58	44	45	51	235
	Reemplazo medidores	2	2	3	3	3	12
	Sistemas técnicos y comercial, Trunking, radioenlaces	136	143	92	90	95	556
Expansión	OBRAS RESOL 1 (SE Mitre y P. Francisco)	52	472	626	202	106	1.458
	Nuevos Suministros	436	400	293	289	291	1.709
Renovación	Adecuación CT y BT	93	47	35	35	32	241
	Renovación Equipos, Herramientas	26	22	16	14	13	90
	Equipamiento y desarrollos informáticos	156	82	23	22	24	307
	Smart Meters (Plan Piloto)	40	35	0	0	0	75
	Otros Proyectos (Prev Riesgo, Med Amb, Innov, Edif, Log.)	105,3	86,4	54,2	52,3	53,4	351,5
		2.456,8	3.197,1	3.263,9	2.725,2	2.770,2	14.413

Fuente: Recuperado de EDESUR S.A, Plan de Inversión 2017-2021, (2017).

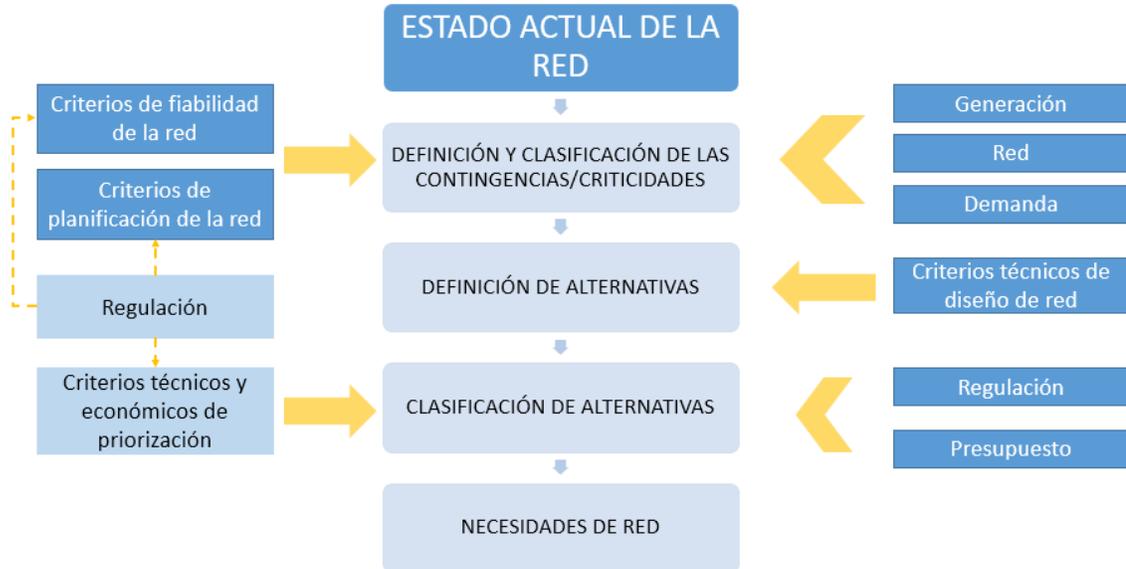
En la Figura 4-3 se observa que los proyectos de renovación son los más cercanos a la incorporación de nuevas tecnologías en la red como Smart Meters, sin embargo, estos están limitados a el cambio de equipos, herramientas, remodelaciones de edificaciones y subestaciones, entre otros aspectos, los cuales no incluyen la implementación de generación de distribuida por parte de la empresa distribuidora o la posible implementación de esta por parte de los usuarios de la red de distribución.

El flujo metodológico del proceso de planificación de la red de EDESUR (Figura 4-4) considera dentro de los criterios de planificación las condiciones operativas de la red necesarias para suplir sus necesidades, tales criterios comprenden desde las limitaciones de sobrecarga, la inaceptación de cortes permanentes de carga, los umbrales para la utilización de los conductores y de los transformadores y hasta la relación de la demanda máxima con la potencia instalada que tienen sus redes, entre otros criterios.

El flujo metodológico que se muestra en la Figura 4-4 consiste en 5 niveles y estos son los siguientes:

- I. ESTADO ACTUAL DE LA RED
- II. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS/CRITICIDADES
 - Generación.
 - Red.
 - Demanda.
 - Criterios de fiabilidad de la red.
 - Criterios de planificación de la red.
 - Regulación
- III. DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS
 - Criterios técnicos de diseño de red
- IV. CLASIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS
 - Criterios técnicos y económicos de priorización.
 - Regulación.
 - Presupuesto.
- V. NECESIDADES DE RED

Figura 4-4: Diagrama de flujo metodológico



Fuente: Adaptado de EDESUR S.A, Plan de Inversión 2017-2021, (2017).

En este proceso de planificación de la expansión de la red de EDESUR se tienen en cuenta entre los planes propuestos para la Mejora de la Calidad de Servicio los siguientes planes (Edesur S A, 2017, p. 28):

- Plan de Instalación de Centros de Transformación Tipo Pozo
- Plan de Mejora Tecnológica en la Operación de la Red de Media Tensión
- Plan de Mitigación de Ingreso de Agua en Centros de Transformación
- Plan de Refuerzo Mecánico de Líneas Aéreas de Media Tensión

Y en los proyectos de inversión tendientes a mejorar los parámetros de medida de la continuidad del suministro (índices de tiempo y frecuencia de interrupciones) tales como (Edesur S A, 2017, p. 28):

- Expansión de la Red de Media Tensión
- Expansión de la Red de Baja Tensión
- Expansión de Centros de Transformación (incluye Aumentos de Potencia en CT)
- Renovación de la Red de Media Tensión
- Renovación de la Red de Baja Tensión
- Renovación de Centros de Transformación

- Eliminación de redes del tipo PIMT (distribución MT bifásica con transformadores de pequeño módulo y acometidas individuales).

Para la planificación como tal de la red de Media Tensión EDESUR se estiman las cargas futuras de los alimentadores, proyectando su carga máxima para el último periodo con la tasa de crecimiento de la subestación correspondiente, con esto busca obtener la cantidad de alimentadores de Media Tensión con alto índice de saturación y como solución a esto resulta en la disminución del número de clientes por alimentador (con esto reduce el número de clientes afectados por una avería) aumento en la flexibilidad y capacidad de los alimentadores mejorando así los índices de calidad (EDESUR S A, 2017).

También esta planificación de la expansión considera la entrada en servicio de nuevas subestaciones y la ampliación de las subestaciones existentes, para la proyección de la demanda se examina el año n+1 o primer año del plan y con el fin de analizar la eficacia de los planes propuestos se analiza el año n+5 o el último año del plan, dentro de las alternativas de solución para las criticidades de la red de EDESUR considera la sustitución de conductores, nuevas interconexiones de red y alimentadores, nuevos centros de distribución, y nuevas subestaciones (EDESUR S A, 2017).

Como consecuencia del plan propuesto, EDESUR argumenta lo siguiente:

El Plan de Expansión de la Red de Media Tensión, prevé entre otras alternativas, el tendido de nuevos alimentadores y el aumento de capacidad de los existentes, necesarios para satisfacer el crecimiento de la demanda manteniendo un adecuado estado de ocupación de las redes. (Edesur S A, 2017, p. 32)

Para la planificación de la red de Baja Tensión (BT) EDESUR trabaja en base a los datos de mediciones en BT y el déficit de potencia afectada por averías o actuaciones reiteradas de las protecciones, se realiza el análisis en corto plazo a 1 año, y se define en base a los datos históricos las necesidades de equipos y materiales a mediano plazo es decir 5 años, la proyección de la demanda se realiza en forma desagregada por barrio y sector considerando el crecimiento vegetativo y escalonado, así mismo EDESUR (2017) propone alternativas de solución para los problemas que se detecten y entre estas soluciones se encuentran la instalación de nuevos transformadores, aumentar la potencia de los centros

de transformación existentes, tender nuevos alimentadores, transferencias de cargas a alimentadores de menor saturación, y aumentar las secciones de los conductores saturados entre otros aspectos.

Después de revisar la planificación de la expansión de la red de EDESUR, se encuentra que dentro de las alternativas de solución para los problemas detectados en planificación propia de sus redes de distribución EDESUR no consideran la implementación de generación distribuida en sus redes, lo que significa que el nivel de penetración de este tipo de generación en sus redes es bajo o poco significativo, ya que dentro de sus planes no implementan soluciones a partir de fuentes de energía cercanas a los centros de consumo.

Los criterios de planificación de la expansión de la red de distribución de EDESUR, relacionados con calidad del servicio, confiabilidad y seguridad se muestran en la Tabla 4-1.

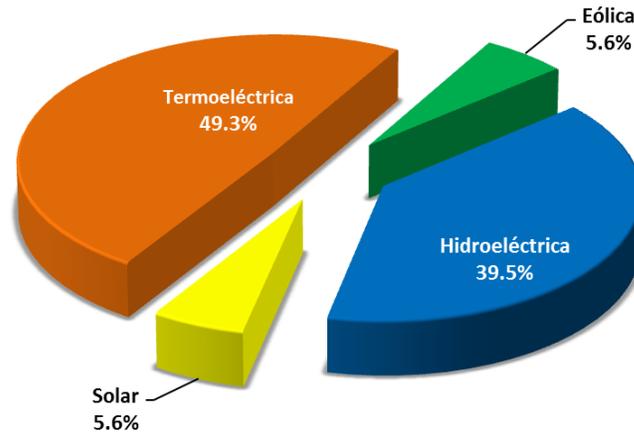
Tabla 4-1: Resumen de criterios de planificación EDESUR, Argentina.

Ítem	Argentina EDESUR	
Calidad del servicio	los proyectos de calidad los cuales inciden positivamente en los indicadores de calidad	Proyectos de calidad los cuales inciden positivamente en los indicadores de calidad, Continuar expandiendo la red de AT, e intensificar fuertemente el desarrollo de las redes de MT/BT a los fines de conseguir una importante mejora en los indicadores de calidad. • Ampliar la cantidad de salidas de MT de subestaciones, y obras relacionadas a las redes de MT y BT con impacto directo en los indicadores de calidad (con el objetivo de lograr una importante reducción de dichos indicadores).
Seguridad	Los proyectos de renovación los cuales se enfocan en la mejora del desempeño de la red, buscando siempre la seguridad y la confiabilidad de la misma.	Renovación de equipos y herramientas Equipamiento y desarrollos informáticos Smart Meters Prevención de riesgos Medio ambiente
Niveles de pérdidas adecuados		

4.2.2 Chile

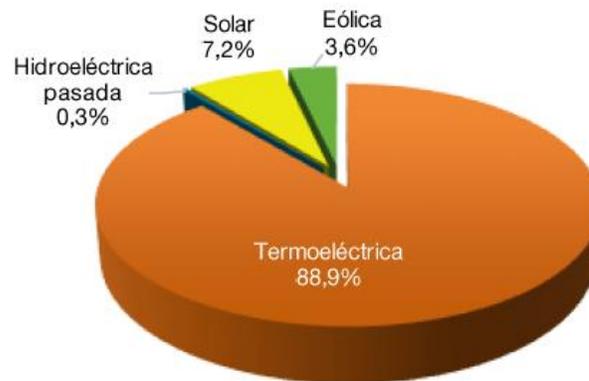
El sistema de eléctrico en Chile está dividido en el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), la potencia instalada por tecnología en cada sistema se muestra en las Figura 4-5 y Figura 4-6.

Figura 4-5: Capacidad instalada Sistema Interconectado Central (SIC)



FUENTE: Recuperado de Coordinador Eléctrico Nacional, Informe Mensual Enero (2017).

Figura 4-6: Capacidad instalada SING Chile 2017



FUENTE: Recuperado de Coordinador Eléctrico Nacional, Informe Mensual Enero (2017).

La potencia instalada en Chile en energía solar es de 1,339 MW, de los 22,331MW instalados en los dos sistemas, lo que muestra una gran penetración de las energías renovables en este país, especialmente la energía solar.

Las características del sistema eléctrico en Chile, en cuanto a los niveles de tensión son diferentes a las observadas en Argentina; en Chile se tienen sistemas llamados de subtransmisión que están compuestos por instalaciones de 44 kV, 66 kV, 110 kV, 154 kV y 220 kV, es decir por instalaciones con tensión superior a los 23 kV y las instalaciones con tensiones inferiores a los 23 kV son llamadas instalaciones de distribución en este país.

En el contexto anterior de los niveles de tensión del sistema eléctrico de Chile se hace necesario revisar la forma de planificación de las redes subtransmisión, ya que esta incluye los niveles de tensión de 44 kV y 66 kV, la cual está definida de la siguiente manera:

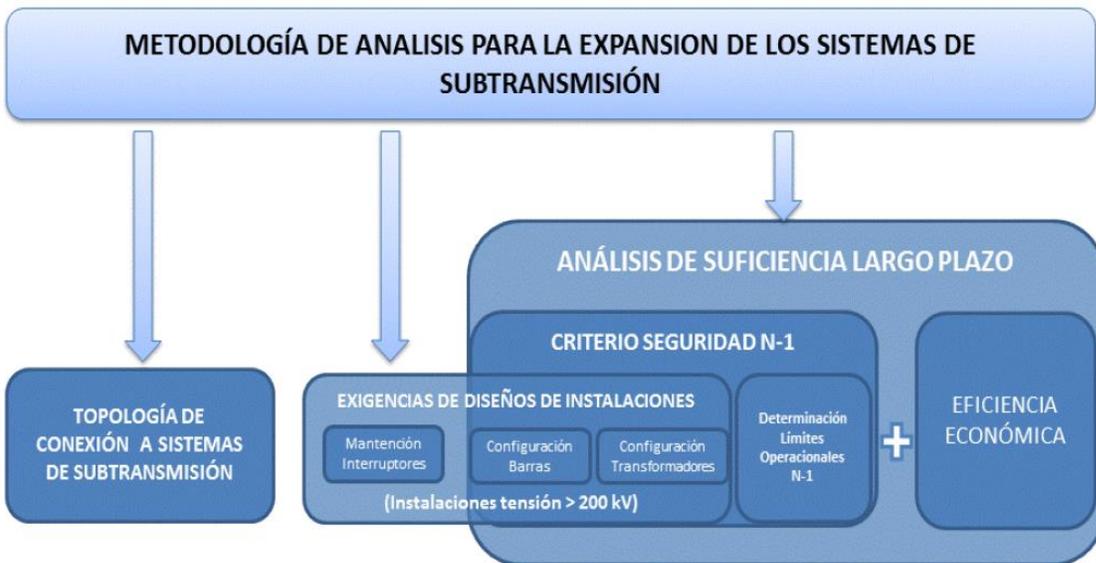
Sistema de Subtransmisión: Es el sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al Sistema de Transmisión, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales Libres o Regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. (Comisión Nacional de Energía, 2016, p. 21)

En Chile para la metodología general de análisis para la expansión de los sistemas de subtransmisión del Sistema Interconectado Central, se debe considerar como mínimo el criterio de planificación para sus estudios llamado suficiencia definido como “relativo a la existencia de instalaciones suficientes por las cuales el sistema es capaz de satisfacer la demanda y las restricciones operacionales, y que se asocia por tanto a condiciones de carácter estático” (CDEC SIC, 2015, pp. 18,19) y el criterio de seguridad, que según la norma técnica de seguridad y calidad del servicio este debe incluir la aplicación del criterio de N-1 que se define como sigue:

Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y la operación del SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión (CDEC SIC, 2015, p. 18).

Los criterios antes mencionados para la planificación deben ir acompañados de la eficiencia económica para el conjunto de sus instalaciones, como se presenta en la Figura 4-7, donde se tiene una metodología para la expansión de los sistemas de subtransmisión en Chile.

Figura 4-7: Metodología de expansión de los sistemas de subtransmisión



Fuente: Recuperado de Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado, Central Requerimientos de expansión de sistemas de la subtransmisión-Informe final, (2015).

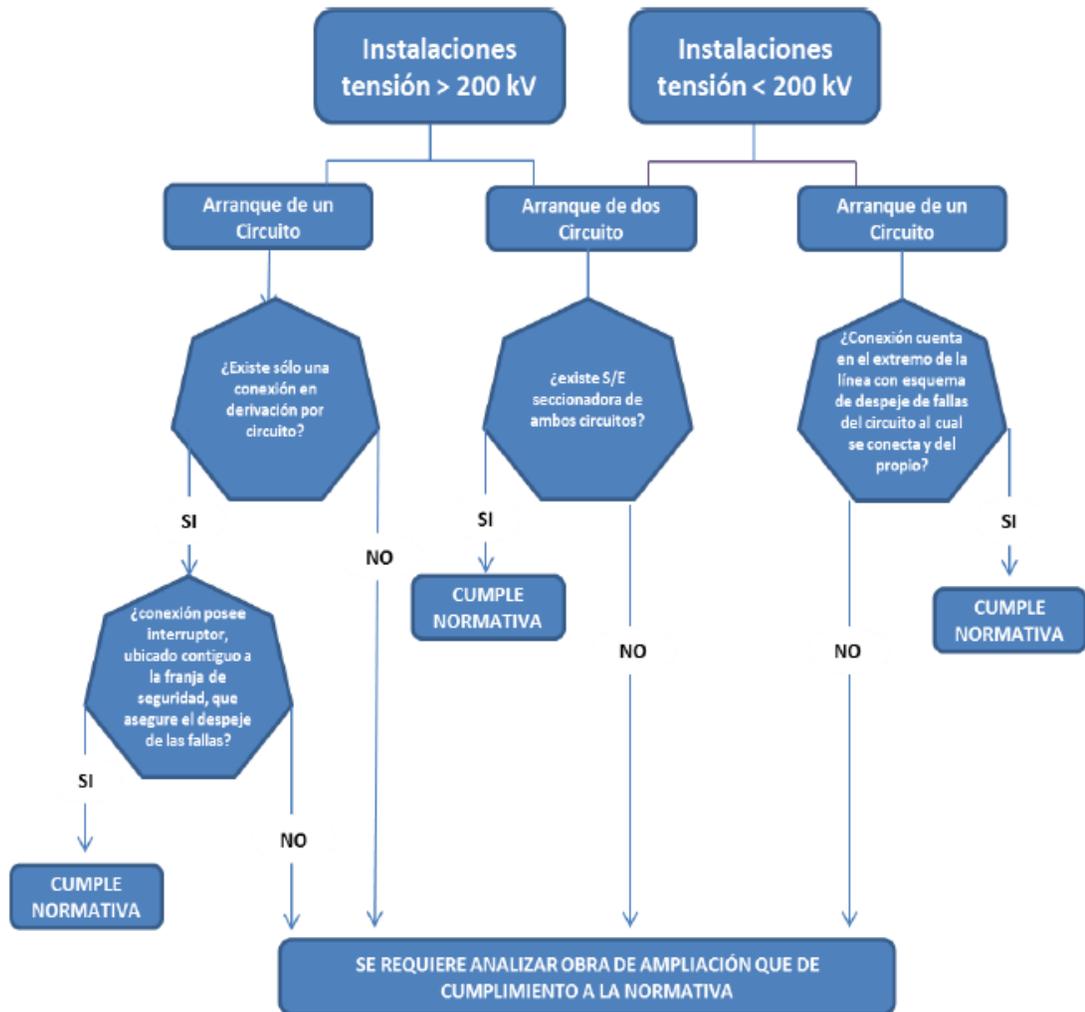
De la metodología de la expansión presentada en la gráfica anterior se observan los siguientes criterios de planificación a implementar, los cuales son complementos para los criterios de seguridad y suficiencia descritos anteriormente:

- La conexión a los sistemas de subtransmisión contando con la verificación del cumplimiento normativo de la topología de conexión de los elementos.
- El diseño específico para instalaciones con tensión superior a 220 Kv.
- El criterio de suficiencia de largo plazo.
- Criterios de seguridad N-1

El criterio de cumplimiento normativo de conexión de elementos, está relacionado específicamente con el análisis a realizar en los puntos de conexión y el cumplimiento de

los estándares mínimos para la conexión de elementos en la red de subtransmisión, este análisis se presenta en el siguiente diagrama explicativo (Figura 4-8).

Figura 4-8: Metodología revisión de la conexión de elementos en subtransmisión



Fuente: Recuperado de Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado, Central Requerimientos de expansión de sistemas de la subtransmisión-Informe final, (2015).

Del diagrama anterior se evidencia que el cumplimiento de la normativa referente a la conexión de elementos a la red de subtransmisión, es de gran importancia para la adecuada planificación de la expansión de dichos sistemas en Chile, para ello se realiza una revisión continua de cada conexión a implementar en el sistema de subtransmisión.

Para el criterio de suficiencia, se tiene el análisis de suficiencia de largo plazo el cual determina las necesidades de expansión consecuente con el criterio de seguridad N-1 y el debido análisis económico de la expansión (CDEC SIC, 2015). En este se deben determinar las restricciones, la operación en el largo plazo, la identificación de tramos que requieran ampliación de capacidad entre otros aspectos como se muestra en la Figura 4-9.

Figura 4-9: Análisis suficiencia a largo plazo



Fuente: Recuperado de Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado, Central Requerimientos de expansión de sistemas de la subtransmisión-Informe final, (2015).

La conclusión acerca de la metodología de análisis para la expansión de los sistemas de subtransmisión hecha por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC SIC), se refiere específicamente a el nivel de complejidad y la cantidad de análisis a realizar para la expansión, sin embargo, aseguran que una correcta planificación traerá beneficios futuros en eficiencia, competencia en el sector y acceso para nuevos proyectos de generación y consumo con el fin de conectarse al sistema (CDEC SIC, 2015).

Según lo expuesto para la metodología de planificación de la expansión de la red en Chile y del análisis de suficiencia a largo plazo, se observa que esta planeación no considera específicamente la inclusión de generación distribuida en la red por parte del ente que la realiza la expansión; sin embargo, en Chile se tiene la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuidos) en Instalaciones de Media Tensión la cual establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad (Empresas Distribuidoras).

Los criterios de Calidad en el servicio, Seguridad, Confiabilidad y niveles de pérdidas adecuados, implementados en la planificación de la red de distribución en Chile se muestran en la siguiente Tabla 4-2.

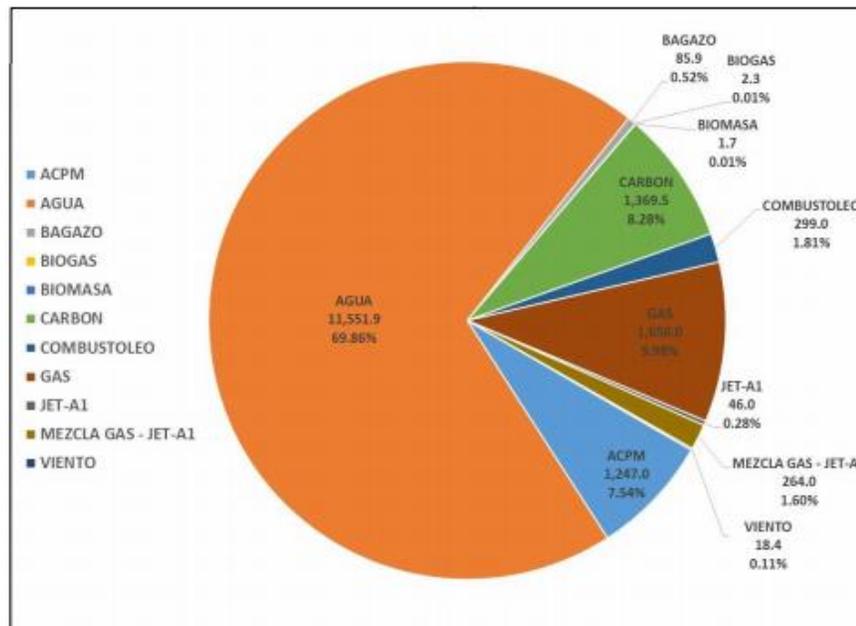
Tabla 4-2: Resumen de criterios de planificación, Chile.

Ítem	Chile	
Calidad del servicio Confiabilidad	Criterio de Suficiencia	relativo a la existencia de instalaciones suficientes por las cuales el sistema es capaz de satisfacer la demanda y las restricciones operacionales, y que se asocia por tanto a condiciones de carácter estático"
Seguridad	Criterio de seguridad	Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y la operación del SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión
Niveles de pérdidas adecuados		

4.2.3 Colombia

En Colombia la matriz energética está compuesta principalmente por la generación hidráulica con un 69.86% de la capacidad instalada total, como se observa en la Figura 4-10, la generación con recursos eólicos y solares es baja, lo que evidencia poca penetración de estas tecnologías en este país.

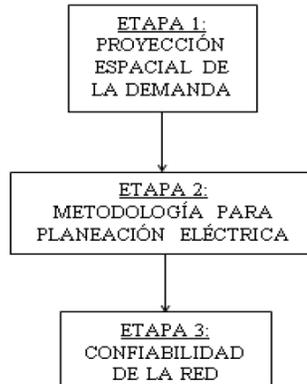
Figura 4-10: Participación por tecnológica en la matriz energética en Colombia



Fuente: Recuperado del Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano, UPME,(2016).

En Colombia a parte de la planificación de la expansión de la red de distribución en Colombia que se observó anteriormente a través de su normativa Resolución CREG 179 de (2015), la sección 2.5, se tiene la planeación realizada por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ), la cual en su planeamiento de la expansión de la red de distribución en el centro urbano de la ciudad de armenia, se ha enfocado en mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a través de un plan de automatización de redes del Sistema de Distribución Local (SDL), y en este planeamiento de la expansión de las redes de distribución, busca obtener la maximización de la confiabilidad a un mínimo costo con la estrategia secuencial de la Figura 4-11 (EDEQ & CIER, 2014).

Figura 4-11: Estrategia secuencial (EDEQ & CIER, 2014)



Fuente: Recuperado de Empresa de Energía del Quindío SA ESP Colombia, Planeamiento de la expansión de la red de distribución de la ciudad de Armenia, Colombia (2014).

La estrategia secuencial consta de tres etapas, en la primera se aborda la proyección de la demanda, basada en modelar el crecimiento de la misma en un largo plazo y también se considera el planeamiento por escenarios. En la segunda etapa se tiene la metodología para la planeación eléctrica, en la cual se aborda el planeamiento óptimo de la expansión abordando el problema multi-etapa. La tercera etapa está basada en la confiabilidad de la red enfocada principalmente en la localización óptima de los reconectores para las funciones de aislamiento de fallas y transferencia de carga (EDEQ & CIER, 2014).

Para identificar mejor los aspectos de metodología usada para el planeamiento de la red de distribución de EDEQ se remite a la Etapa 2 metodología de planeamiento de la red y este es descrito de la forma siguiente:

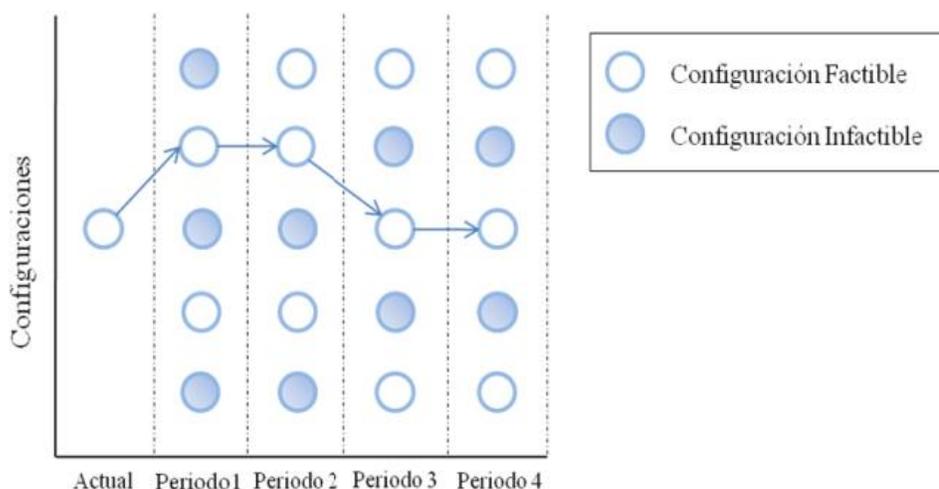
El planeamiento de la red considera la ubicación y dimensionamiento de subestaciones nuevas y repotenciación de las existentes, la construcción de tramos nuevos y repotenciación de tramos existentes, y el costo de las pérdidas de energía. El planeamiento se realiza en varias etapas (multi-periodo). (EDEQ & CIER, 2014, p. 4).

Según lo anterior en esta metodología no se considera la inclusión de la generación distribuida como parte de la red futura o existente, por tanto, no se han tenido en cuenta

los posibles impactos de este tipo de generación cuando esta sea implementada en la red de distribución.

A hora bien en la Etapa 2 como se mencionó anteriormente se tiene el Planeamiento Multi-periodo, planeamiento importante que se debe tener en cuenta en proceso metodológico, el planeamiento Multi-periodo divide el horizonte de planeamiento en periodos y para cada periodo de forma consecutiva se implementa la metodología como se muestra en la Figura 4-12 (EDEQ & CIER, 2014).

Figura 4-12: Planeamiento multi-periodo (EDEQ & CIER, 2014)



Fuente: Recuperado de Empresa de Energía del Quindío SA ESP Colombia, Planeamiento de la expansión de la red de distribución de la ciudad de Armenia-Colombia,(2014).

En la Etapa 3 se trata un aspecto muy importante y es la Confiabilidad de la red, sin embargo, se enfoca solo en la configuración óptima de los reconectores, aunque esta forma de automatización de la red de distribución permite acercarse al concepto de red inteligente.

Los criterios de planificación relacionados con la Calidad del servicio, Confiabilidad, Seguridad y Niveles de pérdidas adecuados aplicados por parte de la empresa EDEQ, se resumen a continuación (Tabla 4-3):

Tabla 4-3: Resumen de criterios de planificación EDEQ, Colombia.

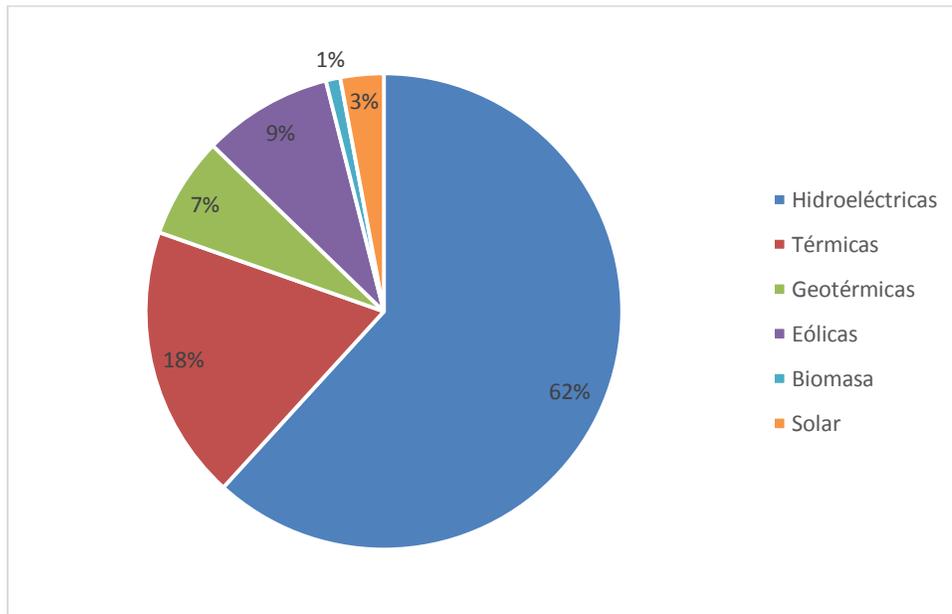
Ítem	Colombia EDEQ	
Calidad del servicio	Etapa 1 proyección espacial de la demanda Etapa 2 metodología para la planeación eléctrica	Automatización de las redes Nuevas subestaciones y alimentadores Repotenciación de Tramos de circuitos y construcción de nuevos tramos
Confiabilidad	Etapa 3 confiabilidad de la red	Localización óptima de los reconectores para las funciones de aislamiento de fallas y transferencia de carga.
Seguridad	Etapa 2 metodología para la planeación eléctrica	Repotenciación de Tramos de circuitos y construcción de nuevos tramos Nuevas subestaciones y alimentadores
Niveles de pérdidas adecuados	Etapa 2 metodología para la planeación eléctrica	Incluye el costo de las pérdidas de energía

En la planificación de la red de distribución de eléctrica de la empresa EDEQ, se tienen etapas que garantizan la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico, sin dejar de lado la reducción de las pérdidas en su planeación, aunque en la metodología se aprecia una etapa muy importante que incluye la automatización de las redes de distribución, no se encontró una etapa de planificación que considere la implementación de la generación distribuida y su impacto tanto en las redes de distribución, como en la planeación de las mismas.

4.2.4 Costa Rica

La potencia instalada de generación con energías renovables específicamente eólicas y solar tiene una participación en la matriz energética del 9% y 3% respectivamente, esta penetración es importante en relación con otras tecnologías como geotérmicas y biomasa, siendo en este país la generación hidráulica la que tiene más participación con 62% como se muestra en la Figura 4-13 (ice, 2017):

Figura 4-13: Potencia instalada en generación de Costa Rica,



Fuente: Elaboración propia con datos del plan de expansión de la generación eléctrica 2016-2035, Instituto Costarricense de Electricidad (2017).

Para la planeación del sistema eléctrico en Costa Rica se tiene la normativa “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.” (AR-NT-POASEN), cuyo propósito es definir y describir para las actividades de generación, transmisión y distribución, un marco regulatorio para el desarrollo, la operación y el acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), buscando abastecer la demanda de energía eléctrica bajo los siguientes criterios (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016, pp. 11-12):

- Calidad,
- Continuidad,
- Confiabilidad
- Oportunidad del suministro eléctrico

De la normativa expuesta se tiene que el Operador del Sistema es el encargado de dirigir y coordinar el SEN, también tiene a su cargo la planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, para tal fin las empresas del sector tanto de transmisión, generación y distribución deberán suministrarle la información técnica necesaria, esta planeación de la operación cuenta con los siguientes objetivos (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016, p. 26):

1. Satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica al costo óptimo, bajo un horizonte de planificación a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes), utilizando al máximo los recursos nacionales, sin detrimento de aprovechar las ventajas económicas que pueda ofrecer el Mercado Eléctrico de América Central.
2. Minimizar los costos de operación y mantenimiento de SEN.
3. Maximizar la generación a partir de fuentes renovables.
4. Minimizar la generación térmica a partir de derivados del petróleo.
5. Mantener los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad definidos en la presente norma técnica y en otras que emita la Autoridad Reguladora para las actividades de generación y transporte y en concordancia con la reglamentación del Mercado Eléctrico de América Central.
6. Coadyuvar al cumplimiento de las normas referentes a la calidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución.

Así mismo el artículo 20 de la norma “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.” Destaca el principio de expansión aplicable a la generación transmisión y distribución de energía, el cual está a cargo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), esta expansión se debe desarrollar de manera coordinada con el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras cumpliendo con criterios de Calidad, Confiabilidad y seguridad, los horizontes de datos para esta expansión son de corto, mediano y largo plazo (1, 5 y 10 años respectivamente), los cuales deben incluir planes flexibles que consideren las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016, p.33).

El Artículo 43 emitido por Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos (2016) se refiere a la Calidad de la operación del SEN así:

Es responsabilidad del Operador del Sistema, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), mantener la calidad del SEN en términos de la frecuencia, y la tensión dentro de los límites establecidos en esta norma (p. 32).

El ICE, las empresas transmisoras y distribuidoras así como los abonados o los usuarios en alta tensión son responsables de mantener la calidad en la forma de onda y el desbalance de tensión conformidad con lo estipulado en esta norma (p. 32).

El artículo 27 de (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016), trata el criterio de Seguridad de la siguiente manera:

El SEN debe planearse y diseñarse en forma integrada (generación, transmisión y distribución), de manera que garantice el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el artículo 13. Adicionalmente se requerirá que (p. 35):

- a) Una vez despejada una falla, la tensión no permanezca por debajo del 80 % del valor nominal, por más de 700 milisegundos (p. 35):.
- b) No se produzcan valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hertz durante el régimen transitorio (p. 35)
- c) No se den sobrecargas permanentes en líneas ni en transformadores (p. 35)

La confiabilidad es tratada en el artículo 28 y esta es descrita de la siguiente manera:

Para la evaluación de la confiabilidad del SEN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos a criterio del Operador del Sistema. No obstante, lo anterior, en la planeación de cualquier elemento del SEN se debe considerar los criterios de seguridad establecidos en el artículo 13. (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016, p. 19)

El artículo 13 expone los criterios de seguridad de la siguiente manera

Artículo 13. Criterios de seguridad operativa y planificación

Los criterios de seguridad con que se deberá de operar y planificar el Sistema Eléctrico Nacional se muestran a continuación” (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016, p. 105).

Tabla 4-4: Criterios para la planeación de cualquier elemento del SEN

Contingencias				Límites y consecuencias aceptables de los componentes del sistema				
Categoría	Eventos	Componentes fallados	Componentes fuera de servicio	Límite de carga	Límite de voltaje	Sistema estable	Disparos en cascada	Pérdida de carga
A Sin contingencia	• Todos los componentes en servicio.	• Ninguno.	Ninguno	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
B Eventos que provocan la pérdida de un solo elemento Contingencia Única	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. • Disparo de un componente sin falla.	• Un generador. • Un circuito de una línea de transmisión. • Un transformador o un autotransformador.	Uno (solo el componente fallado)	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
C Eventos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia Múltiple	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. • Disparo sin falla. • Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas).	• Una sección de barra. • Todos los circuitos en una misma torre. • Un generador. • Un circuito de una línea de transmisión. • Un transformador o un autotransformador. • Una sección de barra.	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
D Eventos extremos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia Extrema	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas). • Eventos iguales a los de la categoría C, combinados con la operación incorrecta de un mecanismo de acción correctiva.	• Todas las líneas en un derecho de paso. • Dos secciones de barra en una misma subestación. • Todas las unidades de una misma planta generadora. • Iguales a los de categoría C más el mecanismo de acción correctiva.	Más de uno	<p>Se debe identificar las contingencias extremas, utilizando información sobre eventos pasados y considerando otro tipo de eventos creíbles (por ejemplo una subestación con esquema de barra partida donde falla el esquema de protección de respaldo local).</p> <p>Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creíbles, los riesgos y las consecuencias.</p> <p>Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.</p>				

Nota :Recuperado de Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, AR-NT-POASEN, (2016).

En Costa Rica se tiene la empresa distribuidora de energía llamada Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), la cual incluye los dentro de la planeación de su red la metodología y los criterios de la normativa “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.” (AR-NT-POASEN) expuestos anteriormente, JASEC contiene dentro de su planeación los siguientes objetivos (JASEC, 2015, pp. 26-27):

Proveer un suministro de electricidad acorde con los estándares establecidos por los entes supervisores.

- Asegurar que la red de subtransmisión y distribución de JASEC tenga una alta disponibilidad, alto desempeño, calidad internacional y oportunidad mediante una correcta y oportuna operación de la misma.
- Administrar y coordinar la operación integrada de la red y trasiego de energía dentro de un marco de innovación tecnológica.

Ampliar la red de distribución eléctrica

- Planificar y ejecutar proyectos que garanticen el crecimiento, la cobertura y optimización de la red de distribución que satisfagan la demanda.
- Brindar servicios de ingeniería para satisfacer las necesidades del cliente.

“Planificar y ejecutar proyectos que garanticen el crecimiento, la cobertura y optimización de la red de distribución que satisfagan la demanda y Brindar servicios de ingeniería para satisfacer las necesidades del cliente” (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016, p. 41) son políticas para la planeación de la expansión de la red JASEC, estas políticas son alineadas con los objetivos antes expuestos en el proceso de planeación de la red como se puede observar en la Figura 4-14.

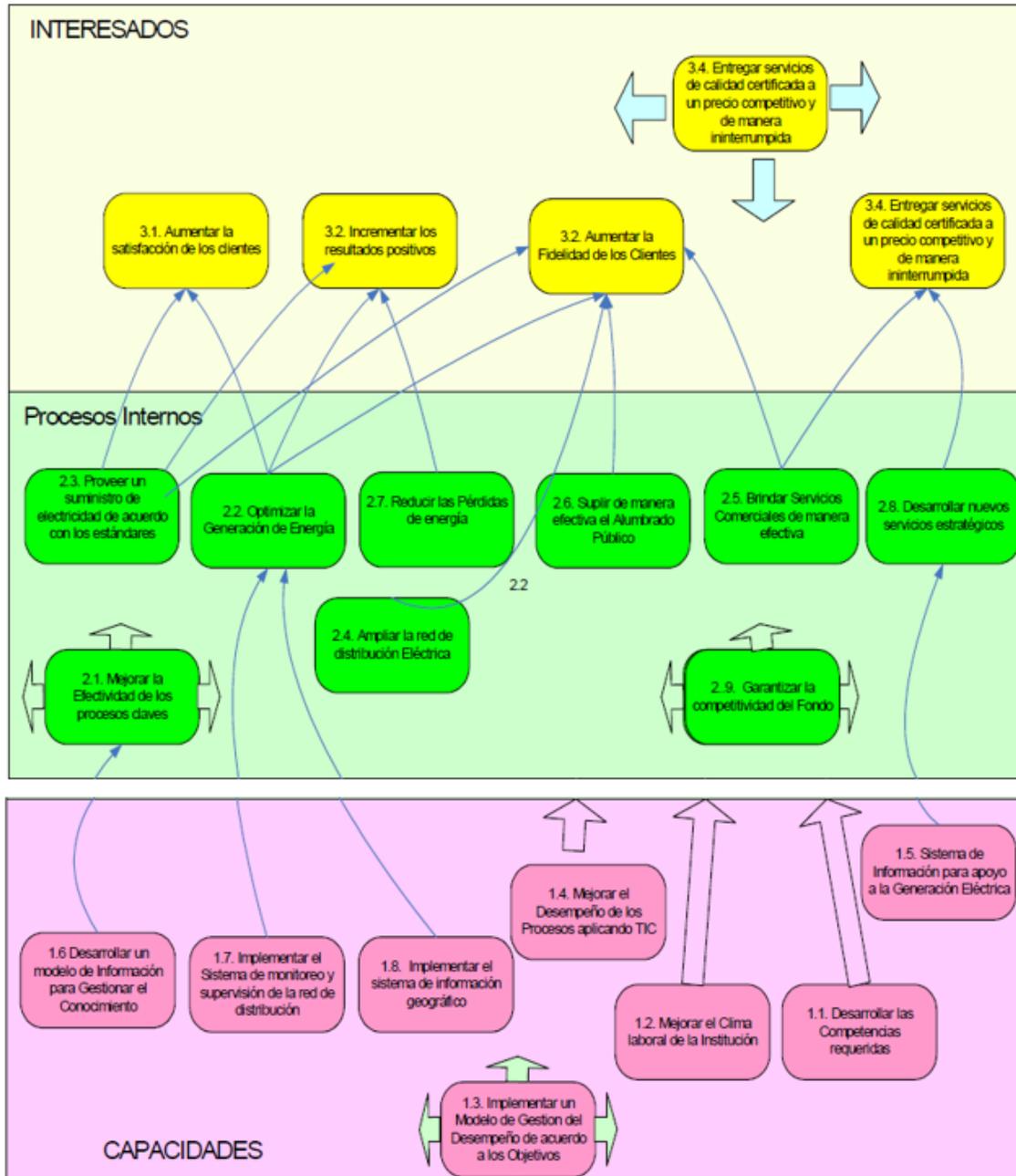
Figura 4-14: Políticas y objetivos para la planeación,.



Fuente: Recuperado de la Junta Administradora del servicio Eléctrico Municipal de Cartago plan operativo anual 2016 realizado en octubre de (2015), (JASEC, 2015)

De la gráfica anterior se puede observar que dentro de la planeación de la red de distribución de energía de la empresa JASEC se considera la generación con energías renovables como medio para incrementar el nivel de energía generada, también se considera la reducción de pérdidas de energía, así mismo dentro de la planificación se tiene el cumplimiento de los estándares para un adecuado suministro eléctrico, todo este proceso se puede observar en el mapa estratégico de JASEC.

Figura 4-15: Mapa estratégico



Fuente: Recuperado de la Junta Administradora del servicio Eléctrico Municipal de Cartago plan operativo anual 2016 realizado en octubre de (2015), (JASEC, 2015).

En los procesos internos mostrados en la gráfica anterior, se tienen aquellos que se vinculan directamente con la planificación de la expansión de la red de JASEC, en estos procesos se tiene la optimización del generación, el adecuado abastecimiento eléctrico, la forma de suplir de manera eficiente el alumbrado público, sin embargo, en estos procesos no se observa la introducción específica de la generación distribuida y sus impactos en la red de distribución y en su planeación, así lo expone la Dirección Sectorial de Energía Ministerio de Ambiente y Energía (2015):

Se encontró que debido al nivel actual de penetración de generación distribuida ya la ausencia de sistemas de monitoreo, el ICE y la CNFL no han detectado impactos de la generación distribuida para autoconsumo en las redes eléctricas y tampoco han cuantificado el impacto financiero producto de la reducción de ventas. (p. 9)

Sin embargo, en Costa Rica en el plan de energía nacional 2015-2030 (MINAE, 2015) se proponen objetivos a corto y largo plazo con el fin de considerar la generación distribuida y sus impacto en la red, al igual que el desarrollo de un esquema de generación distribuida.

A continuación se resumen los criterios básicos de planificación de la red de distribución en Costa Rica (Tabla 4-5).

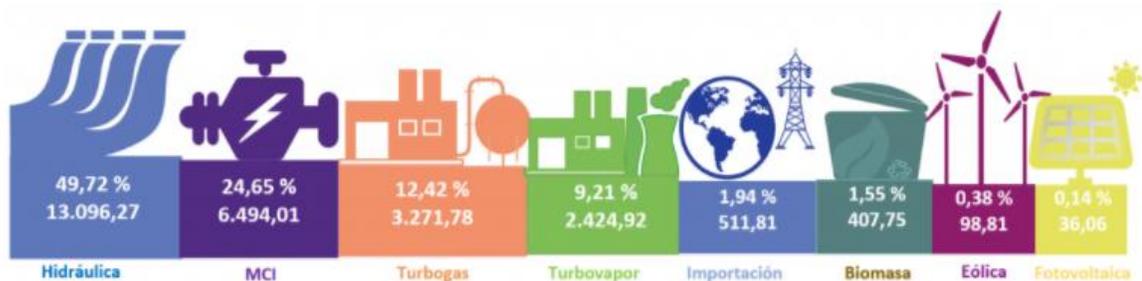
Tabla 4-5: Resumen de criterios de planificación, Argentina.

Ítem	Costa Rica		
	Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos	Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos	JASEC
Calidad del servicio	Es responsabilidad del Operador del Sistema, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), mantener la calidad del SEN en términos de la frecuencia, y la tensión dentro de los límites establecidos en esta norma	<p>Artículo 13. Criterios de seguridad operativa y planificación</p> <p>"Los criterios de seguridad con que se deberá de operar y planificar el Sistema Eléctrico Nacional, se muestran en la Tabla N° 2 (Anexo A de esta norma)" (Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos, 2016, p. 105).</p> <p>Tabla N° 2</p> <p>CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN, DISEÑO Y OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA</p>	Asegurar que la red de subtransmisión y distribución de JASEC tenga una alta disponibilidad, alto desempeño, calidad internacional y oportunidad mediante una correcta y oportuna operación de la misma
Confiabilidad	Para la evaluación de la confiabilidad del SEN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos a criterio del Operador del Sistema		
Seguridad	<p>El SEN debe planearse y diseñarse en forma integrada (generación, transmisión y distribución), de manera que garantice el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el artículo 13. Adicionalmente se requerirá que (p. 35):</p> <p>a) Una vez despejada una falla, la tensión no permanezca por debajo del 80 % del valor nominal, por más de 700 milisegundos(p. 35):</p> <p>b) No se produzcan valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hertz durante el régimen transitorio(p. 35):</p> <p>c) No se den sobrecargas permanentes en líneas ni en transformadores(p. 35):</p>		"Planificar y ejecutar proyectos que garanticen el crecimiento, la cobertura y optimización de la red de distribución que satisfagan la demanda y Brindar servicios de ingeniería para satisfacer las necesidades del cliente
Niveles de pérdidas adecuados			Reducción de pérdidas de energía

4.2.5 Ecuador

La capacidad instalada en Ecuador es de 5 754 MW, la producción de energía con generación hidráulica es cerca del 49.72% (13.096,27 GWh) para el año 2015, lo que evidencia que este país es predominantemente hidráulico como se observa en la Figura 4-16, también se observa la poca penetración de la generación Eólica y Solar, ya que su producción es del 0.38% y 0.14% de la producción de energía total del país(Agencia de regulación y Control de electricidad, 2015).

Figura 4-16: Producción de energía e importaciones.



Fuente: Recuperado Agencia de regulación y Control de electricidad, (2015).

En Ecuador se tiene el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC (hoy ARCONEL) el cual es el encargado de realizar el plan maestro de electrificación, en el cual se tienen los siguientes objetivos específicos para la planeación de la expansión de la red de distribución (CONELEC, 2013, p. 3):

1. Elaborar un pronóstico apropiado de la evolución de la demanda con una visión integral, en la que se considere además del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas de proyectos mineros, sistemas aislados de plantas petroleras, la Refinería del Pacífico y la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad.
2. Mejorar y expandir los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica, para asegurar el suministro con calidad adecuada, considerando la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad.
3. Propiciar la expansión conjunta e integral de todos los eslabones que componen la cadena de suministro de electricidad: generación, transmisión y distribución, hasta llegar al usuario final.

También en este plan maestro se tienen políticas energéticas para el sistema Eléctrico en general, el cual deberá garantizar el abastecimiento energético a partir del mayor aprovechamiento de recursos de generación hidroeléctrica reduciendo la generación termoeléctrica con la inserción de tecnologías renovables como: energía solar, eólica, geotérmica, de biomasa, mareomotriz; también se prioriza en el fortalecimiento de la red de transmisión y sub-transmisión, adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad (CONELEC, 2013).

Como política energética en el ámbito de la expansión de la distribución de energía se tiene que “La expansión de la distribución debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo” (CONELEC, 2013, p5).

En Ecuador se tienen los siguientes planes para enfrentar la vulnerabilidad de los sistemas de distribución y que están inmersos en la planificación de la Expansión de Distribución (Figura 4-17), con el fin conducir sistemáticamente un proceso de mejoramiento de la distribución, planteando programas de gestión, expansión, mejora y reducción de pérdidas, planificados con visión de corto, mediano y largo plazo (CONELEC, 2012, p. 290):

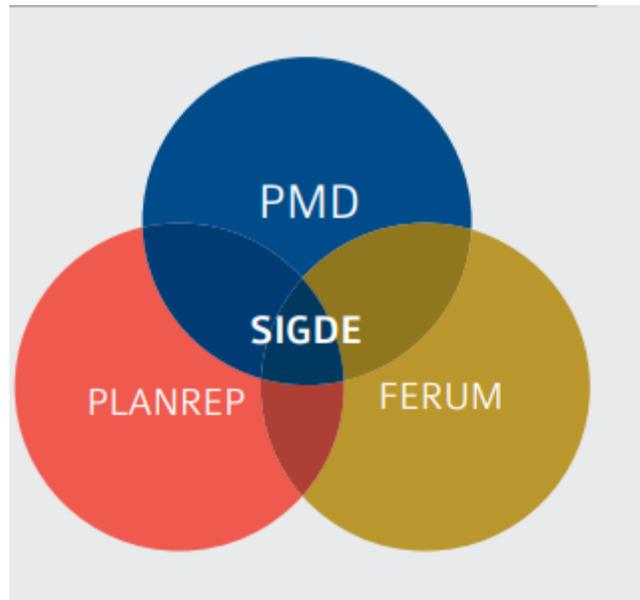
SIGDE: El Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución.

PMD: El Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, se centra en ampliar las redes de distribución, mejorando los índices de calidad, cobertura y reducción de pérdidas.

PLANREP: El Plan de Reducción de Pérdidas, tiene por objetivo mejorar la eficiencia energética del país, contribuyendo a las metas propuestas en el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV).

FERUM: El Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, tiene como finalidad, el desarrollo humano y social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas y mejorar la calidad de vida de la población.

Figura 4-17: Planes propuestos para enfrentar la problemática de la distribución.



Fuente: CONELEC, Plan maestro de electrificación 2012-2021, (2012).

En Ecuador la responsabilidad de realizar la planificación de la expansión de los sistemas de distribución recae por la empresa encargada de la prestación del servicio público de distribución y comercialización, con un horizonte de diez años (CONELEC, 2013, p. 52).

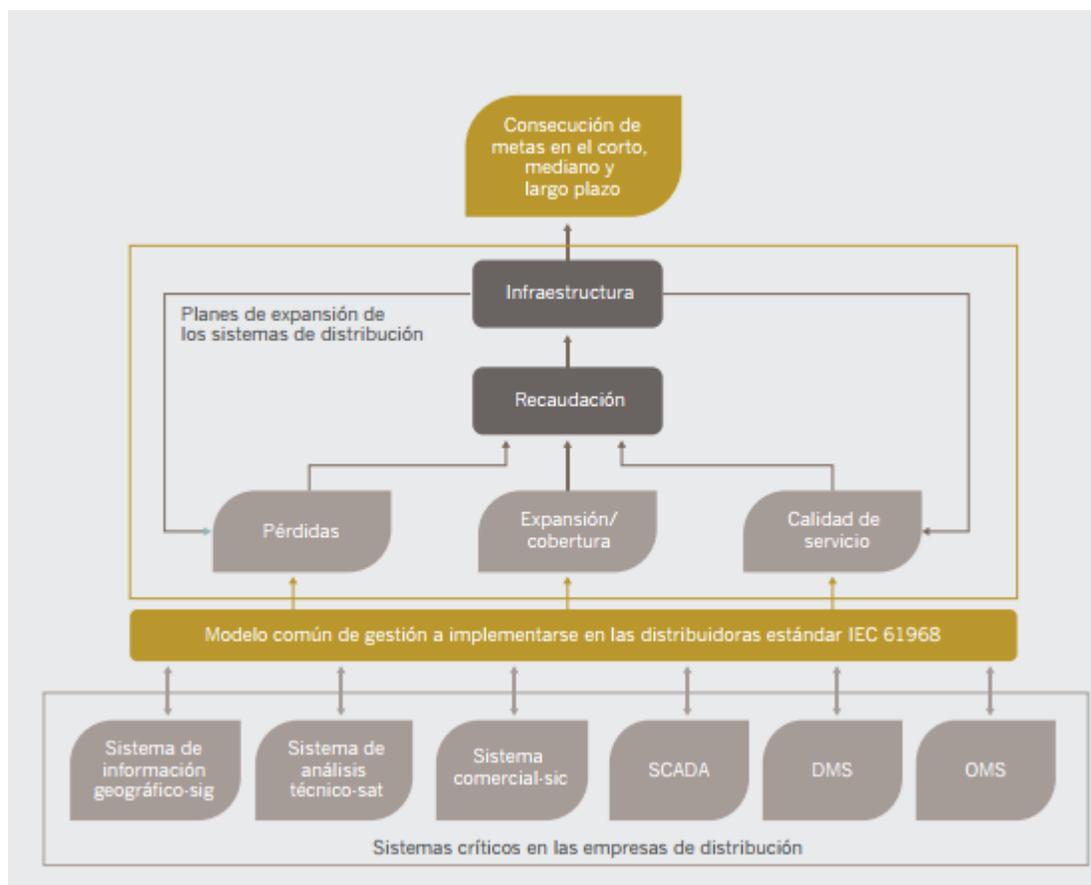
Para cumplir con los niveles de calidad de servicio, las empresas distribuidoras deberán considerar los siguientes aspectos en sus planes de expansión:

- Aumento de la cobertura eléctrica;
- Mejoramiento de la infraestructura eléctrica;
- Reducción de pérdidas de energía;
- Incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico.

En el plan maestro 2012 se describe el modelo de gestión de las empresas de distribución y los planes para conseguir metas en el corto, mediano y largo plazo. En relación con la planificación de la expansión de la red de distribución se tienen aspectos importantes como las pérdidas, la expansión, la cobertura y la calidad del servicio, además de esto tiene un modelo común de gestión, según el estándar IEC, que prioriza la atención de aspectos críticos de los sistemas de distribución como: sistema de información geográfico, sistema

de análisis técnico, sistema comercial, sistema SCADA, sistema administrador de la red en tiempo real y sistema de administración de interrupciones, sistemas de medición comercial, entre otros (Figura 4-18).

Figura 4-18: Plan de expansión de distribución



Fuente: Recuperado de CONELEC, Plan de expansión de distribución interrelacionado con el modelo común de gestión (SIGDE)(2012).

En la Figura 4-19 extraída del plan maestro se muestra en las actividades consideradas en el plan de expansión, los estudios y proyectos asociados a la generación con energía renovables, aunque en la revisión del plan maestro 2013-2023 no se encontró una metodología que incluya específicamente la generación distribuida en la red de distribución y que sirva de guía para las empresas distribuidoras realizar esta inclusión en la planificación de sus redes.

Figura 4-19: Actividades plan de expansión de distribución 2013 - 2022

ETAPA FUNCIONAL	DESCRIPCIÓN
Distribución	Adquisición e implementación de equipos de medición. Instalación y reposición de acometidas y medidores para clientes nuevos MT y/o BT. Reubicación de equipos de medición y/o acometidas MT y/o BT. Cambio de redes desnudas a preensambladas o antihurto. Estudios relacionados a la planificación y operación de los Sistemas de Distribución. Instalación de transformadores nuevos. Reconfiguración y/o incremento de calibre del conductor en MT. Red nueva de expansión en MT. Redes nuevas en BT. Remodelación de redes de BT existentes. Reposición de transformadores.
Generación Renovable	Estudios de proyectos con sistemas fotovoltaicos. Sistemas fotovoltaicos nuevos.
Subtransmisión	Estudio de preinversión. Estudios de prefactibilidad para líneas de subtransmisión. Líneas de subtransmisión nuevas. Repotenciación de líneas de subtransmisión existentes. Repotenciación de subestaciones existentes. Subestaciones nuevas.

Fuente: Recuperado de CONELEC, Plan de expansión de distribución interrelacionado con el modelo común de gestión (SIGDE)(2012).

Ahora se remite al plan de expansión 2016-2025 de la Empresa de Eléctrica Quito y se encuentra la siguiente metodología de expansión:

Resolver y diseñar los requerimientos del sistema eléctrico al año horizonte, en función del pronóstico de la demanda eléctrica del sistema de potencia, por subestaciones de distribución, puntos de entrega y de los estudios eléctricos del sistema en condiciones normales y contingencias. Para los estudios eléctricos se determinan los parámetros eléctricos de las nuevas líneas y transformadores requeridos, en base a un pre-diseño de los mismos. A partir del escenario de 10 años, se analiza y propone la expansión anual del sistema, complementado con el análisis

económico y financiero de la alternativa seleccionada (EMPRESA ELÉCTRICA QUITO, 2016, p. 2).

Los objetivos de la planificación del sistema eléctrico de la Empresa de Eléctrica Quito extraídos del plan de expansión 2011-2021 son los siguientes (Empresa Eléctrica Quito S.A, 2011, p.3):

- a) Resolver en el inmediato plazo las restricciones o deficiencias operativas del sistema existente, si las hubiera.
- b) Atender sin restricciones, las necesidades de carga eléctrica de nuestros clientes y del crecimiento del mercado, en los próximos 10 años.
- c) Que el plan de expansión propuesto garantice la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, en condiciones normales y contingencia simple, como: salida de una línea de subtransmision, salida de un transformador de 138/46 kV y/o de una unidad de la central hidráulica Nayon.
- d) Desarrollar un sistema eléctrico que sea eficiente y cumpla con las regulaciones de calidad del servicio del CONELEC.
- e) Que el Plan de Obras definido sea auto sustentable y con el menor impacto ambiental.

Los criterios de planificación de la red de distribución en ecuador por parte de CONELEC y Empresa de Eléctrica Quito se resumen en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6: Resumen de criterios de planificación, Ecuador.

Ecuador			
Ítem	CONOLEC	CONOLEC Objetivos dados para las empresas de distribución	Empresa Eléctrica Quito
Calidad del servicio	PMD: El Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, se centra en ampliar las redes de distribución, mejorando los índices de calidad, cobertura y reducción de pérdidas.	<ul style="list-style-type: none"> Incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico. 	Desarrollar un sistema eléctrico que sea eficiente y cumpla con las regulaciones de calidad del servicio del CONOLEC.
Confiabilidad	Mejorar y expandir los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica, para asegurar el suministro con calidad adecuada, considerando la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad.	<ul style="list-style-type: none"> Mejoramiento de la infraestructura eléctrica; Aumento de la cobertura eléctrica; 	el plan de expansión propuesto garantice la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, en condiciones normales y contingencia simple, como: salida de una línea de subtransmisión, salida de un transformador de 138/46 kV y/o de una unidad de la central hidráulica Nayon
Seguridad	Propiciar la expansión conjunta e integral de todos los eslabones que componen la cadena de suministro de electricidad: generación, transmisión y distribución, hasta llegar al usuario final.		
Niveles de pérdidas adecuados	PLANREP: El Plan de Reducción de Pérdidas, tiene por objetivo mejorar la eficiencia energética del país, contribuyendo a las metas propuestas en el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV).	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de pérdidas de energía; e, 	a) Resolver en el inmediato plazo las restricciones o deficiencias operativas del sistema existente, si las hubiera.
Política energética en distribución	<i>"La expansión de la distribución debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo"</i>		

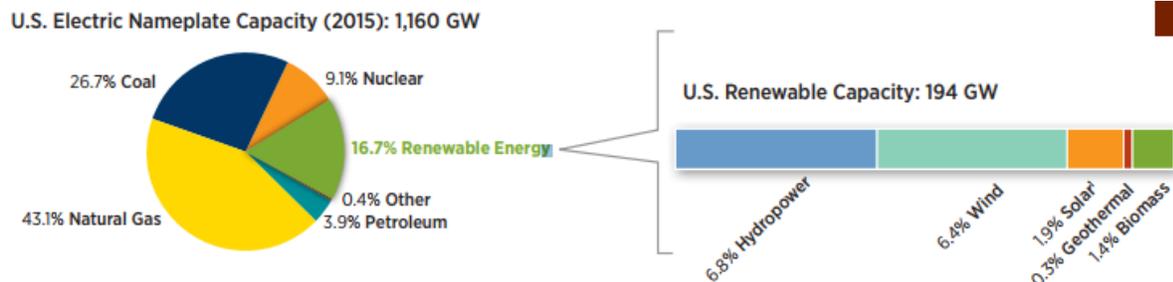
De la metodología para el plan de expansión 2016-2025 y los objetivos propuestos en el plan de expansión 2011-2021 de la Empresa de Eléctrica Quito, se observan los criterios

relacionados con la Calidad del servicio, Confiabilidad, seguridad y nivel de pérdidas adecuado como se ilustra en la tabla anterior, sin embargo, en esta metodología no se encontró un esquema que incluya la generación distribuida como parte de la planeación de la expansión de las redes de distribución, lo que permite inferir que existe poca penetración de esta generación en las redes de distribución de Ecuador.

4.2.6 Estados Unidos

La capacidad instalada de generación en Estados Unidos (EE.UU) es de 1160 GW, las energías renovables para el año 2015 aportaron el 16.7% de la capacidad instalada, donde la generación hidráulica aportó el 6.8%, la energía eólica 6.4%, y la energía solar el 2%, estas tecnologías de generación renovables han penetrado significativamente el sistema eléctrico en Estados Unidos (EE.UU), sin embargo, en este país predomina la generación con gas natural como se muestra en la Figura 4-20.

Figura 4-20: Capacidad de generación en Estados Unidos en el año 2015.



Fuente: Recuperado de EERE, (2015) Renewable Energy Data Book.

Ahora tratando la planificación de la red eléctrica en Estados Unidos, se tiene la comisión de servicios públicos de Minnesota por sus siglas en inglés (MPUC), que en conjunto con el departamento de energía de los EE.UU. desarrolló en el año 2016 la planificación integrada de distribución con el objeto de tener la integración de los recursos energéticos de distribución en los procesos de planificación. La MPUC propuso los siguientes objetivos que se pueden conseguir con una red moderna y con una red integrada y a su vez moderna, (MPUC, 2016, p. 1):

Red moderna

- Garantiza la seguridad, confiabilidad y la continuidad de la red de servicios públicos y sus operaciones.
- Cumple con los objetivos de política energética,
- Incluye la integración de la electricidad con fuentes de energía renovables y recursos energéticos distribuidos.

Una red integrada y moderna

- Proporciona una mayor Eficiencia y mayor utilización de los activos de la red.
- Permite el desarrollo de nuevos productos y servicios.
- Proporciona a los clientes la información y las herramientas necesarias para posibilitar sus elecciones energéticas.

▪ **Planificación Integrada de Distribución**

El propósito de la intervención en la forma de planear la red distribución consiste en definir un marco integrado de planificación debido a los cambios que surgen en la red de distribución y la evolución que esta ha tenido, también por el avance tecnológico que se ha dado y la implementación de recursos energéticos distribuidos los cuales originan una evolución sustancial en la planificación de la red de distribución hacia una expansión más integrada (MPUC, 2016).

La planificación integrada es analizada por (MPUC, 2016) de la siguiente manera:

La planificación integrada del sistema de distribución en el siglo XXI necesita evaluar los cambios en la red eléctrica necesarios para permitir un servicio seguro, confiable y asequible que satisfaga las expectativas cambiantes de los clientes y el uso de Recursos Energéticos Distribuidos (DER). (p 4)

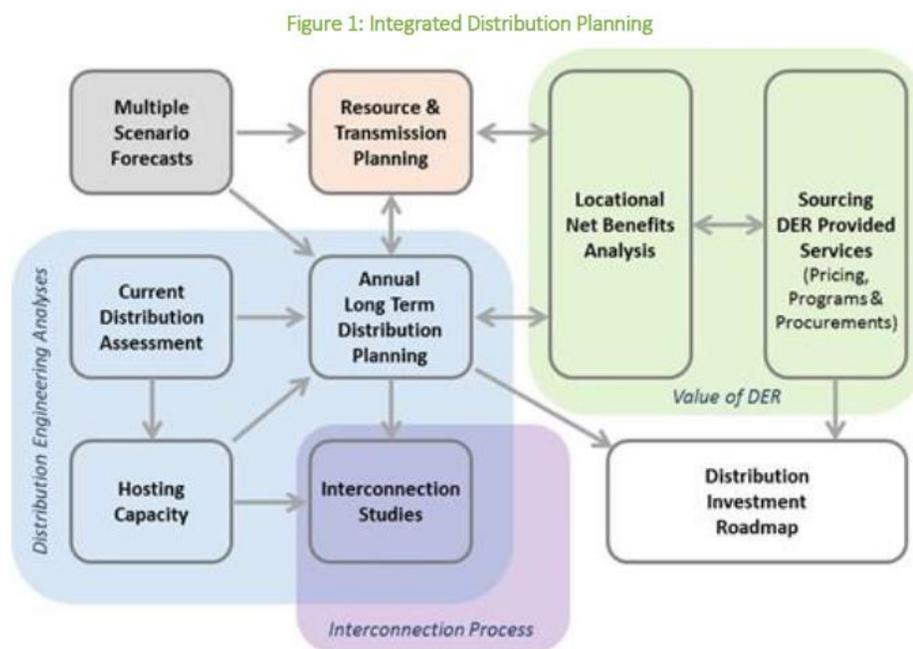
Las necesidades más importantes que debe adoptar la planificación integrada son (MPUC, 2016, p.4):

- Identificar las inversiones de distribución necesarias para mejorar la seguridad, fiabilidad y seguridad.
- El reemplazo de la infraestructura envejecida y la modernización de la red.

- Identificar los procesos necesarios de interconexión y los cambios metodológicos y la integración Inversiones para apoyar el crecimiento de la adopción de recursos energéticos distribuidos.
- Identificar el valor de los DER vinculados a los resultados de planificación y las oportunidades de obtener beneficios para todos los clientes a través del uso de servicios proporcionados por DER.

En la Figura 4-21 se ilustra los componentes de la Planificación Integrada de Distribución.

Figura 4-21: Planificación Integrada de Distribución.



Fuente : Recuperado de Planificación integrada de Distribución, MPUC, (2016).

Según la Figura 4-21 la mayoría de los procesos están interrelacionados con el análisis de ingeniería de la distribución, además de la integración que se tiene entre la planificación de la red de distribución con la planificación de la red de trasmisión debido al impacto que tiene los Recursos Energéticos Distribuidos sobre las redes, el consumo de energía y la exportación de la misma.

A continuación se detallan los Bloques de la Figura 4-21.

- **Evaluación del Sistema de Distribución Actual (Current Distribution System Assessment)**

En este aspecto se realizan estudios flujos de energía en el sistema eléctrico actual, se evalúa la confiabilidad de los alimentadores y subestaciones, y se evalúa también el abastecimiento de la demanda actual y los recursos distribuidos actuales, estos estudios se realizan bajo condiciones de demanda máxima y mínima, y condiciones de operación contingentes (MPUC, 2016).

- **Hosting capacity**

El análisis de capacidad de referencia es de uso común para los análisis de largo plazo, con este se pueden observar la infraestructura actual y la futura en función de la capacidad de los recursos distribuidos actuales y necesarios para abastecer a los clientes. La Identificación de la capacidad de referencia de la red de distribución para integrar DERs ("hosting capacity") tiene restricciones que son basadas en los límites térmicos y de tensión, también en la calidad de la potencia, y en el esquema de protecciones adecuado que mejoren las condiciones de seguridad (MPUC, 2016).

- **Pronostico multi-escenario (Multiple Scenario Forecasts)**

Debido a la penetración de recursos distribuidos en la red de distribución, la demanda, las variables como la tensión y otras características de energía irán cambiando, lo cual puede afectar la confiabilidad y calidad de la energía entregada a los usuarios. Por tanto el uso de escenarios múltiples de crecimiento de los recursos distribuidos dará una mejor evaluación de la capacidad del infraestructura actual del sistema y las necesidades futuras (MPUC, 2016).

- **Planificación Anual de Distribución a Largo Plazo**

El desarrollo de planificación de distribución anual involucra dos esfuerzos generales: 1) múltiples estudios basados en los escenarios de los impactos de la red de distribución para identificar las "necesidades de la red", y 2) una evaluación de los cambios operacionales en la configuración del sistema, la sustitución de la infraestructura necesaria, las inversiones en modernización y el potencial para alternativas no eléctricas. Muchas empresas de servicios públicos, como en

Minnesota, realizan estos procesos de planificación de distribución anualmente con un horizonte de planificación de cinco a diez años. (MPUC, 2016, p. 6)

- **Estudios y Procedimientos de Interconexión**

En este aspecto se tienen cambios en las normas reguladoras sobre los procesos de interconexión de los recursos distribuidos y sus estudios asociados.

- **Planificación de Transmisión y Distribución, Integración de Recursos**

Cuando existe un gran crecimiento en los Recursos Energéticos Distribuidos en la red de distribución, estos pueden impactar la red de transmisión y el funcionamiento del sistema como tal. La planificación de la red de distribución generalmente se realiza aparte de la planeación de la red de transmisión, ahora debido a la adopción de DER por parte de los usuarios y su uso comercial es necesario alinear las dos planificaciones (Distribución y Transmisión), con el fin de prever los impactos de los recursos distribuidos en el sistema eléctrico global (MPUC, 2016).

- **Análisis de los beneficios netos de localización**

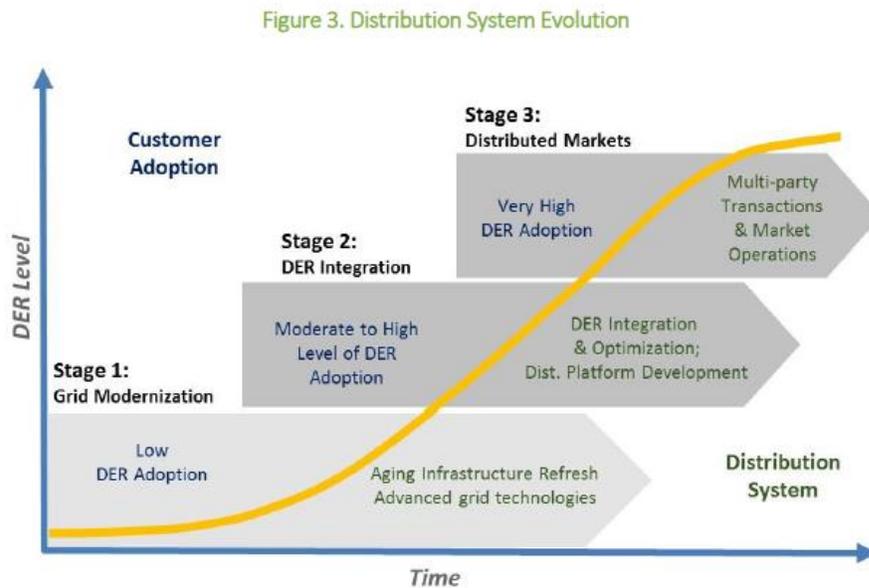
Los análisis de planificación del sistema de distribución, descritos anteriormente, identifican Infraestructura o requisitos operacionales (necesidades de la red) y la infraestructura potencial relacionada inversiones. Las estimaciones de costos de estas inversiones constituyen el valor potencial que pueden tener los Servicios de abastecimiento de recursos distribuidos calificados, así como la optimización de la ubicación de los mismos en la red distribución para mitigar o evitar impactos. El objetivo es lograr un valor positivo neto a la hora de implementar los recursos distribuidos en la red de distribución. (MPUC, 2016, p. 7)

La evolución de la red de distribución también es analizada en MPUC (2016), esta incluye tres etapas, la primera etapa llamada Grid Modernization, en la que se tiene un nivel de adopción DER relativamente bajo y puede ser incluidos en el Sistema de distribución existente sin cambios operacionales y sin cambios materiales en las infraestructuras. La segunda etapa (DER Integration) se convierte en los niveles sustanciales de adopción DER y los cuales alcanzan un umbral de penetración que requiere capacidades funcionales mejoradas para una operación de la red de distribución confiable. La Etapa 3 (Distributed

Markes) Mercados Energéticos Distribuidos, implica la introducción de transacciones de energía bilateral entre vendedores y compradores a través de un sistema de distribución (MPUC, 2016).

La evolución de la red de distribución se muestra en la Figura 4-22.

Figura 4-22: Evolución del sistema de distribución.



Fuente: Recuperado de Planificación integrada de Distribución, MPUC, (2016).

Los sistemas de distribución en EE.UU. incluyendo Minnesota se encuentran en la Etapa 1 (MPUC, 2016), por lo cual la implementación de un proceso de planificación integrada de distribución requiere de los procesos y los métodos de ingeniería que se detallaron anteriormente, los cuales son coherentes con los objetivos deseables para MPUC.

La planificación integrada desarrollada por la MPUC (2016), en conjunto con departamento de energía de los EE.UU muestra los beneficios de tener una red moderna, y tener una red integrada y a su vez moderna, estos beneficios están inmersos dentro de los criterios de Calidad del servicio, Confiabilidad y Seguridad, como se muestra en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7: Resumen de criterios de planificación, Estados Unidos.

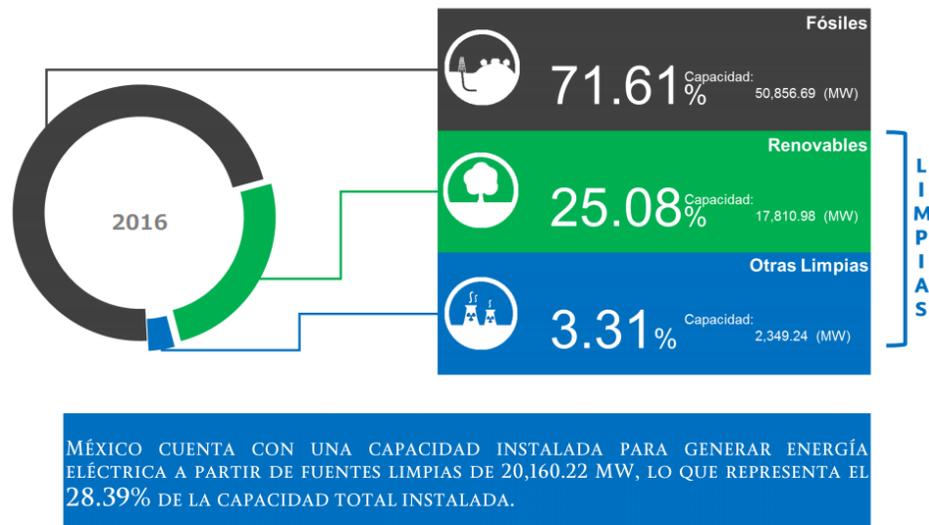
Ítem	EEUU			
Calidad del servicio	<p data-bbox="428 579 630 825">Planificación integrada de distribución con el objeto de tener la integración de los recursos energéticos de distribución en los procesos de planificación.</p>			
Confiabilidad				
Seguridad			<p data-bbox="662 468 784 489">Red moderna</p> <ul data-bbox="662 499 1304 646" style="list-style-type: none"> • Garantiza la seguridad, confiabilidad y la continuidad de la red de servicios públicos y sus operaciones. • Cumple con los objetivos de política energética, • Incluye la integración de la electricidad con fuentes de energía renovables y recursos energéticos distribuidos. <p data-bbox="662 657 922 678">Una red integrada y moderna</p> <ul data-bbox="662 688 1312 814" style="list-style-type: none"> • Proporciona una mayor Eficiencia y mayor utilización de los activos de la red. • Permite el desarrollo de nuevos productos y servicios. • Proporciona a los clientes la información y las herramientas necesarias para posibilitar sus elecciones energéticas. 	
Niveles de pérdidas adecuados				
Política energética en distribución	Recursos Energéticos Distribuidos			

En esta metodología de planificación se destaca la integración de los recursos distribuidos en la planificación de la red de distribución, y además de esto se integra la planificación de la red de distribución con la planificación de la red de transmisión en lo referente a los recursos energéticos distribuidos y sus impactos, esta estructura metodológica está muy bien definida en sus etapas, las cuales se definieron anteriormente y será de gran utilidad para los propósitos de este trabajo.

4.2.7 México

La Matriz energética en México tiene un aporte del 25.08% en energías renovables y un 3.31% en otras energías limpias, lo que equivale a un 28.39%, es decir 20,160.22 MW, como lo muestra la Figura 4-23.

Figura 4-23: Capacidad instalada de energía al 30 de junio 2016.



Fuente: SENER, Capacidad instalada de energía al 30 de junio (2016).

México posee un nivel de penetración importante en tecnologías de generación renovables, lo que evidencia que existe un sistema eléctrico en constante desarrollo en este país.

En México el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el encargado de elaborar los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD), el (CENACE) propone estos programas a La Secretaría de Energía (SENER), cumpliendo en todo caso con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento (RLIE) (CRE, 2010, p 8).

Los programas para la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD se desarrollarán bajo los principios siguientes (Comision Reguladora de Energía, 2016, p. 22):

- a) Dotarán al Sistema Eléctrico Nacional SEN de elementos que le permitan atender el crecimiento de su demanda, operando en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad;
- b) Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, de forma económicamente viable. La inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente deberá apegarse a la política y al marco regulatorio que emitan la SENER y la CRE respectivamente;
- c) Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE).
- d) Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

El proceso de planeación involucra según el Manual de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional realizado por la Comisión de Reguladora de Energía (2010) los siguientes aspectos:

- la evolución de la demanda
- los precios de combustibles,
- las aportaciones hidráulicas,
- aleatoriedad en la generación con recursos renovables,
- disponibilidad de los diferentes elementos del sistema eléctrico, etc.

Así mismo en este manual se establecen tres horizontes de tiempo para el proceso de planificación, estos son la Planeación a Largo Plazo ($n+10$ a $n+15$), la Planeación a Mediano Plazo ($n+5$ a $n+10$) y la Planeación a Corto Plazo (n a $n+5$), donde n es el año en curso, con estos horizontes se busca lograr una solución óptima global (Comisión Reguladora de Energía, 2010).

En el proceso de planeación de corto plazo se considera que la estructura del sistema está ya definida, el mediano plazo se considera que los proyectos están en proceso de decisión,

y en el largo plazo se tiene mucha incertidumbre en muchas de las variables como la evolución de la demanda, entre otras.

En el procedimiento de planeación para la expansión se tiene como caso base la formación de flujos de carga, el cual considera aspectos relevantes sobre la red existente y su capacidad, así mismo se requiere de la proyección de la demanda y los programas indicativos de generación entre otros aspectos. Para todo el horizonte de planeación se analizan los caso bases usando modelos de minimización de costos, flujos de carga, estabilidad transitoria para los estudios de corto plazo, también se incluyen algunos estudios de mediano plazo. Para los estudios de largo plazo se considera solo flujos de potencia real empleando modelos análogos simplificados de AC y DC (Comisión Reguladora de Energía, 2010). Para las condiciones que superan los límites establecidos en los estudios el manual de planeación describe lo siguiente:

En caso de que los resultados de estudio muestren condiciones fuera de límites de diseño y operativos establecidos para la planeación en tensión, transferencias de potencia y transformación, las principales opciones de refuerzo serían las siguientes(CRE, 2010, p 10):

- i. Transformación
- ii. Refuerzo de líneas de Transmisión de la RNT y de las RGD
- iii. Adición de nuevas líneas de Transmisión a la RNT y a las RGD en todas las tecnologías disponibles
- iv. Compensación de potencia reactiva
- v. Cambios de niveles de tensión en la transmisión

▪ **Criterios de observancia para el proceso de planeación**

El objetivo de los Criterios de observancia para el proceso de planeación de la RNT y las RGD consiste en la presentación de lineamientos técnicos para la planificación, con ellos se define la serie de condiciones bajo las cuales debe operar el Sistema eléctrico (Comisión Reguladora de Energía, 2010). Los criterios referentes a la calidad, seguridad y confiabilidad y son los siguientes:

Calidad del Servicio en condiciones normales, que prevenga (Comisión Reguladora de Energía, 2010, p. 18):

- Excursiones de voltaje y frecuencia más allá de los límites establecidos.
- Distorsión armónica de ondas de corriente y voltaje más allá de los límites permisibles (Norma CFE LOOOO-45).

Seguridad Operativa en Estado Estable (EE), evitando (Comisión Reguladora de Energía, 2010, p. 18):

- Violación de límites de voltaje.
- Sobrecarga en líneas o bancos de transformación.
- Interrupción de servicio o corte de carga (excepto en cargas radiales).

Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencia (N-1) (Comisión Reguladora de Energía, 2010, p. 18):

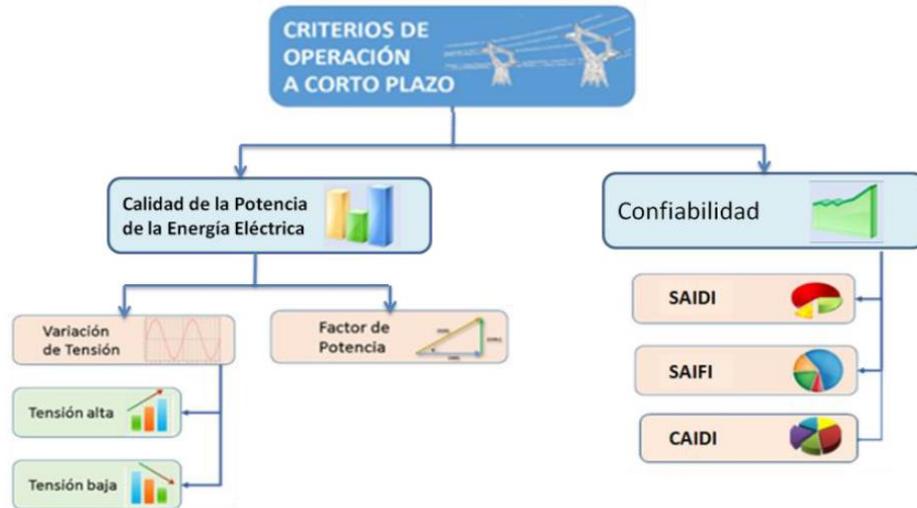
- Violación de límites de voltaje en nodos de la red troncal.
- Sobrecarga de elementos de transmisión.
- Pérdida de sincronismo entre generadores.

Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencias múltiples, considerando (Comisión Reguladora de Energía, 2010, p. 18):

- Disparo Automático de Carga por esquema de baja frecuencia
- Disparo Automático de Carga por esquema de baja tensión
- Disparo Automático de Carga
- Disparo Automático de Generación

Adicionalmente la modernización de las instalaciones de distribución deben de brindar un servicio de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad con los parámetros operativos que se muestran en la Figura 4-24 (Comisión Federal de Electricidad, 2015).

Figura 4-24: Criterios de operación a corto plazo.



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2015 – 2019, (2015).

En la Figura 4-25 se muestra las diferentes etapas del proceso de planificación para la Red Nacional de Transmisión y para las Redes Generales de Distribución.

Figura 4-25: Planeación de la red de Trasmisión y redes de Distribución.



Fuente: Manual de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, Comisión Reguladora de Energía, (2010).

De la Figura 4-25 se tienen los objetivos referentes a la planeación en los cuales se destacan, asegurar la confiabilidad, la eficiencia energética en la operación, el incentivo para el desarrollo de generación con fuentes de energía renovable, abastecer el crecimiento de la demanda y la incorporación de redes inteligentes, con estos objetivos se desprenden los estudios necesarios, tales como estudios indicativos, estudios de impacto, estudios de expansión de la red, estudios de congestión y por último estudios económicos.

Con los estudios se identifican los requerimientos necesarios en la infraestructura, las condiciones de conexión, las redes necesarias para la generación distribuida, las violaciones de confiabilidad que se presentan, después del proceso de identificación, se pasa a realizar el análisis de alternativas, seguido de la propuesta de expansión, cumpliendo con las evaluaciones técnicas, económicas, ambientales, donde se consideran las políticas públicas, el estado de los activo, la seguridad del suministro, las pérdidas y su costo, los riesgos entre otros aspectos, ya como última etapa del proceso de planificación se tiene la fase de autorización y aprobación, donde intervienen las Comisión de Regulación de Energía y La Secretaría de Energía SENER.

Para contextualizar un poco mejor los criterios de planificación de la red de distribución en México, estos se resumen en la Tabla 4-8, donde se destaca el criterio general de observancia que cubren los criterios de la calidad, confiabilidad y seguridad, sin embargo, el criterio de niveles de pérdidas adecuados no se encontró de manera específica en la metodología estudiada.

Tabla 4-8: Resumen de criterios de planificación, México.

Item	México	
Calidad del servicio	Criterios de observancia para el proceso de planeación El objetivo de los Criterios de observancia para el proceso de planeación de la RNT y las RGD consiste en la presentación de lineamientos técnicos para la planificación, con ellos se define la serie de condiciones bajo las cuales debe operar el Sistema eléctrico	Calidad del Servicio en condiciones normales, que prevenga: <ul style="list-style-type: none"> • Excursiones de voltaje y frecuencia más allá de los límites establecidos. • Distorsión armónica de ondas de corriente y voltaje más allá de los límites permisibles (Norma CFE LOOOO-45).
Confiabilidad		Seguridad Operativa en Estado Estable (EE), evitando: <ul style="list-style-type: none"> • Violación de límites de voltaje. • Sobrecarga en líneas o bancos de transformación. • Interrupción de servicio o corte de carga (excepto en cargas radiales).
Seguridad		Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencia (N-1): <ul style="list-style-type: none"> • Violación de límites de voltaje en nodos de la red troncal. • Sobrecarga de elementos de transmisión. • Pérdida de sincronismo entre generadores. Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencias múltiples, considerando: <ul style="list-style-type: none"> • Disparo Automático de Carga por esquema de baja frecuencia • Disparo Automático de Carga por esquema de baja tensión • Disparo Automático de Carga • Disparo Automático de Generación
Niveles de pérdidas adecuados		
Política energética en distribución		Incentivos a generación con energías renovables

En el proceso de planificación de la expansión de las redes generales de distribución realizado por la Comisión Reguladora de Energía, se tienen objetivos que incentivan la generación con energías renovables y dentro de los estudios a realizar se tiene la identificación de las redes para la generación distribuida tal como se muestra en la figura anterior, sin embargo, es posible que para una correcta inclusión de la generación distribuida en el sistema eléctrico sea necesario un proceso que involucre los impactos positivos y negativos asociados a la misma y la forma de aprovecharlos o mitigarlos, todo en beneficio de la red.

4.3 Análisis comparativo de las diferencias entre los esquemas de planificación de la red de distribución

Los esquemas de planificación analizados en los países de Argentina, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Estados Unidos y México difieren en los siguientes aspectos, cuya ampliación de las diferencias se dan en las siguientes secciones.

1. Desarrollo del mercado eléctrico del país en el cual se encuentra el esquema de planificación analizado:
 - Esquemas de planificación desarrollados dentro de países con una tradición regulatoria, Caso Argentina, Colombia Costa Rica, Ecuador.
 - Esquemas de planificación desarrollados en países con gran participación de agentes privados con potencial desarrollo en proyectos de generación, como EE.UU y México
2. La inclusión de la generación distribuida definida específicamente en el esquema de planificación, caso EE.UU y México.
3. Esquemas de planificación basados en la confiabilidad de sus recursos energéticos, dados por la evolución y centralización de la matriz de generación.
 - Países predominantemente hidráulicos no consideran en sus esquemas los problemas de integrar energías renovables intermitentes, caso Colombia, Costa Rica y Ecuador.
 - Países con mayor participación de generación térmica desarrollan esquemas de planificación más específicos para la generación con tecnologías renovables intermitentes, caso Estados Unidos, México, y Chile.
4. Las exigencias técnicas y operativas en los esquemas, son dadas por el grado de penetración de las energías renovables o generación distribuida.
5. La concepción de los criterios de planificación Calidad, confiabilidad y seguridad y su aplicación difiere en los esquemas de planificación debido a las necesidades y a la topología propia de las redes de cada país.

Las diferencias entre los esquemas de planificación analizados y la inclusión o no de la generación distribuida y sus impactos en dichos esquemas, se encuentran enmarcadas

inicialmente dentro del contexto regulatorio y del sistema de potencia típico de cada país, los cuales se relacionan con el Desarrollo del Mercado, la Matriz de generación y el Grado Penetración de Energías Renovables o generación distribuida.

4.3.1 Desarrollo del mercado en el cual se encuentra inmerso el esquema de planificación analizado

El primer aspecto que impacta significativamente las diferencias entre los países Argentina, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Estados Unidos y México, es si en ellos se ha desarrollado un Mercado de Energía Mayorista, un Mercado Minorista, y el grado de desregulación de los mismos, o si por el contrario, el sector eléctrico continúa siendo estatal, o un monopolio verticalmente integrado.

De manera general los países que cuentan con un mercado de energía mayorista donde agentes privados pueden desarrollar proyectos de generación han tenido la tendencia de establecer dentro del esquema de planificación la generación distribuida y sus impactos, este es el caso de EE.UU y México, aunque en este último no se tiene un esquema tan definido como el que muestra EE.UU con la inclusión de los Recursos Energéticos Distribuidos en la planificación de la red de distribución integrada a la planeación de la red de transmisión.

Adicionalmente, si existe la inversión privada, esta puede exigir requerimientos mínimos a considerar dentro del contexto de planeación de las redes de distribución, que garanticen seguridad a sus intereses, sobre todo en algunos de los parámetros que generen responsabilidad y solidaridad con el sistema, y con el sector de inversión privado.

Por otro lado, algunos sistemas eléctricos de algunos países como Argentina, Ecuador, Colombia, Costa Rica han tenido una tradición regulatoria y normativa, de manera tal que dicha regulación o normativa es general para todo el sistema, es decir que no existen exigencias específicas y concretas que hagan que el planificador de la red se vea obligado a realizar estudios específicos dentro de sus esquemas de planificación de la red de distribución, mientras que otros sistemas han desarrollado las exigencias de manera específica y detallada emitiendo regulaciones y normativa que hacen que los Operadores

de red incluyan dentro de sus esquemas de planificación los avances tecnológicos y requisitos técnicos, para este caso aplicables a la generación distribuida como es el caso de Chile, México y EEUU.

4.3.2 Matriz de generación del país en el cual se desarrolla el esquema de planificación analizado

La planificación de la red de distribución se ha desarrollado de acuerdo a la evolución y centralización de la matriz de generación de cada país, esto debido a que los sistemas eléctricos predominantemente hidráulicos caso Colombia, Costa Rica y Ecuador, responden mejor a las variaciones de los parámetros del sistema eléctrico, por lo tanto la planificación de la red de distribución está basada en la confiabilidad de estos recursos energéticos, no considerando a fondo los requerimientos de la inclusión de tecnologías de generación con fuentes renovables, como lo expone Batlle (2014):

En los sistemas eléctricos en los que existe una importante proporción de producción hidroeléctrica, como es el caso de un buen número de los de América Latina, los problemas en la integración de recursos intermitentes son menores. Sobre todo cuando se tiene centrales hidroeléctricas con significativa capacidad de almacenamiento. Esto ha hecho que la integración de las nuevas fuentes renovables haya ocurrido sin muchos impactos en la operación hasta la fecha (p.23)

Por otro lado, los países con una gran participación de plantas de generación térmica, han tenido una tendencia a tener unas a desarrollar esquemas de planificación de la red de distribución más específicos en lo que se refiere a la inclusión de generación distribuida o recursos energéticos distribuidos como en Estados Unidos, México, y Chile.

4.3.3 Grado de penetración de energías renovables o generación distribuida

El grado de penetración de energías renovables sobre un sistema eléctrico es considerado como “la medida con la cual se mide los niveles de adopción de generación distribuida en el sistema de distribución (Dirección Sectorial de Energía Ministerio de Ambiente y Energía, 2015, p. 27), y este grado de penetración tiene implicaciones en el proceso de planificación de la red de distribución debido a las exigencias técnicas y operativas que implica un grado

de penetración importante dentro de un sistema eléctrico de potencia, por lo cual Estados Unidos plantea una planificación integrada, México incentiva dentro de su planificación el desarrollo de generación con fuentes renovables, Chile aunque propiamente en el esquema analizado no se encontró explícitamente la inclusión de la generación distribuida establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos en las redes de distribución, y Costa Rica en su proceso de cambio propone la consideración de generación distribuida en su sistema eléctrico, ya que estos países tiene un grado de penetración importante en energías renovables.

En este ámbito la generación distribuida o las pequeñas plantas de autogeneración instaladas por los consumidores en las redes de distribución, debido al grado de penetración de energías renovables ha traído la necesidad cambiar las metodologías de planificación existentes y adaptar los códigos de redes para un sistema en el cual se empieza a integrar generación a pequeña escala, la cual no cumple con los requerimientos de operación y los requisitos técnicos de las plantas de generación de gran escala.

En la Tabla 4-9 se muestra si se incluye la generación distribuida con fuentes de energía renovables de manera explícita en la metodología de planificación de la red de distribución revisada en cada país o si dicha metodología está en proceso de cambio.

Tabla 4-9: Inclusión de la generación distribuida dentro de la planificación revisada.

País	Argentina	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	EEUU	México
Generación Distribuida	No definido	No definido	No definido	Cambio	No definido	Incluida	Incluida

Nota: No definido significa que no se encontró explícitamente dentro de la planificación revisada.

4.3.4 Criterios de planificación

A continuación se presenta la Tabla 4-10 comparativa, en la cual se enmarca si el criterio de confiabilidad, seguridad, calidad del servicio y reducción de pérdidas se encuentra definido específicamente dentro de la planeación de la red de distribución estudiada en cada país, adicionalmente se marca con rojo el criterio más restrictivo.

Tabla 4-10: Comparación de criterios dentro de las planificaciones revisadas.

País/Criterio	Argentina	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	EEUU	México
Calidad	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido
Confiabilidad	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido
Seguridad	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido	Definido
Niveles de pérdidas adecuados	No definido	No definido	Definido	Definido	Definido	Definido	No definido
Generación Distribuida	No definido	No definido	No definido	No definido	No definido	Definido	Definido

Nota: Definido significa que específicamente se trata el criterio como parte de la planificación. No definido significa que el criterio se encuentra implícitamente dentro de la planificación.

De la Tabla 4-10 se tienen que los criterios de Confiabilidad, Calidad en el servicio y Seguridad se encuentran definidos específicamente dentro del proceso de planificación de la red de distribución de las metodologías revisadas en todos los países, caso contrario al criterio de Niveles de pérdidas adecuado que solo está definido de manera específica para las metodologías estudiadas de México, EEUU, Colombia, Costa Rica y Ecuador, donde en este último país lo tiene muy bien definido con el PLANREP: El Plan de Reducción de Pérdidas. El criterio de Calidad del servicio está muy definido como Proyecto de Calidad dentro del plan de expansión de las redes de distribución de la empresa EDESUR en Argentina.

La seguridad en Chile y en Costa Rica marcan la diferencia, en Chile se incluye dentro de la planificación de manera directa el Criterio de seguridad ligado al criterio de suficiencia para la calidad y confiabilidad del servicio, en Costa Rica se tienen definidos los criterios de seguridad operativa y planificación, lo mismo que en México donde se tiene criterios de

Seguridad Operativa en Estado Estable (EE), Seguridad en Condiciones Transitorias (ET). Para la inclusión de la generación distribuida en la redes de distribución a diferencia de las demás metodologías estudiadas, en EEUU se tiene una planificación integrada con los Recursos energéticos Distribuidos en Minnesota la cual tiene procesos importantes, como el proceso que incluyen los impactos de los Recursos Energéticos Distribuidos sobre el abastecimiento de la demanda de energía y sobre la red de Transmisión, adicionalmente esta metodología integra la planeación de la red distribución y la red transmisión, para así tener en cuenta los impactos de los recursos distribuidos que pueden incidir sobre la red de trasmisión.

Los impactos de la generación distribuida como se identificó en este capítulo solo se han tenido en consideración en algunas de las metodologías de planificación analizadas, por lo cual en el siguiente capítulo se identifican estos impactos para posteriormente incluirlos en el esquema de planificación de la expansión de la red de distribución considerando generación distribuida desarrollado en el Capítulo 0.

5. Identificación los impactos de la generación distribuida al incluirla en la planificación de la expansión de la red de distribución

Para cumplir con el objetivo específico:

- Identificar los impactos de la generación distribuida al incluirla en la planificación de la expansión de la red de distribución

Se comienza por la definición de impacto de acuerdo con el Estándar 1547.2-2008 - Guía de Aplicación IEEE para IEEE Std 1547 (TM), Estándar IEEE para Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica:

Uno de los retos técnicos más importantes de la interconexión de Recurso Distribuido (DR) (y el que se categoriza por muchos operadores del Sistema de energía eléctrica EPS de área como el más significativo) es el efecto de DR en el área del sistema eléctrico de potencia (EPS), comúnmente denominado *impacto*. (IEEE, 2009, p. 10)

En este sentido la generación distribuida al conectarse a la red de distribución trae consigo impactos técnicos que pueden ser positivos y negativos (Batlle, 2014), además de estos impactos, la generación distribuida afecta también la planeación de la red de distribución, ya que la empresa distribuidora que realiza la planificación de la expansión deberá considerar las exigencias técnicas y operativas para proveer un servicio de calidad a los usuarios finales del servicio de electricidad, como lo expone IEEE (2009):

El funcionamiento del sistema de distribución de la zona del Sistema Eléctrico de Potencia requiere una planificación proactiva para anticipar y tomar las medidas adecuadas para evitar futuros problemas y satisfacer las necesidades de los clientes y las actividades reactivas para corregir las condiciones de funcionamiento no planificadas a medida que se desarrollan. (p. 154)

En la Tabla 5-1 se detallan los impactos de la generación distribuida que inciden sobre la planificación de la red de distribución y sobre la misma red de distribución.

Tabla 5-1: Impactos de la generación distribuida.

Identificación del Impacto	Impactos sobre la red de distribución	Impactos en la planeación
Aplanamiento de la curva de demanda		①
Coordinación de protecciones	①	
Costos de Operación		②
Desbalance de tensión en la red	②	
Distorsión armónica:	③	
El perfil de tensión	④	
Fluctuaciones de tensión	⑤	
Flujos de potencia inversos	⑥	③
Incrementos de tensión	⑦	
Independencia energética ante fenómenos naturales		④
Retraso Inversiones en nuevas redes		⑤
Mejora del factor de potencia	⑧	
Niveles de calidad de la energía suministrada		⑥
Operación de los sistemas eléctricos		⑦
Reducción de Emisiones de Dióxido de Carbono		⑧
Reducción de las inversiones		⑨
Reducción de pérdidas técnicas		⑩
Sobrecarga de equipos	⑨	
Vida útil de los activos en el sistema de distribución		⑪

Nota : Elaboración propia con datos Recuperados de UPME, Smart Grids Colombia Visión 2030 Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (Componente 1),(2016).

De la Tabla 5-1, se tienen 9 impactos sobre la red de distribución y 11 impactos sobre la planeación de la red, los cuales se describen en la siguiente sección.

5.1 Impactos de la generación distribuida en la planeación de la red

En esta sección se definen los impactos de la generación distribuida sobre la planeación de la expansión de la red de distribución.

5.1.1 Aplanamiento de la curva de demanda

La generación distribuida generalmente se ubica cercana a los centros de consumo, con el fin de abastecerlos, lo que conlleva a que la demanda de energía del sistema se vea reducida por la incorporación de este tipo de generación como lo expone la UPME (2016): “La energía producida con generación distribuida, es energía que no se demanda a la red de distribución. Con esto, la energía generada fuera de las horas valle permite aplanar la curva de demanda” (p.33).

5.1.2 Costos de operación

Los costos de operación de la red de distribución se ven afectados ya que es necesario realizar inversiones para conectar la generación distribuida a la red de distribución, y así lograr una gestión eficiente de los flujos de energía y de las fluctuaciones en la demanda neta, además se requiere de inversión en instalación de tecnologías de información para la operación diaria de la red (Batlle, 2014).

5.1.3 Flujos de potencia inversos

La generación distribuida no fue concebida en la planeación convencional de la red de distribución, por tanto dicha planeación estaba orientada a que los flujos de potencia se dieran en una única dirección, pero ahora con la generación distribuida esta condición cambia, como lo expone Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía (2015):“Los flujos de potencia podrían ir desde los circuitos ramales hacia alimentadores principales, o de éstos últimos hacia otros alimentadores o la red de transmisión. Los flujos inversos pueden causar malas operaciones de equipos de regulación de tensión” (p. 32).

5.1.4 Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

En general los sistemas eléctricos de potencia tienen una dependencia a algún tipo de tecnología de generación de energía eléctrica que obedece sustancialmente a los recursos propios del país, la generación distribuida es una opción para el aprovechamiento de otros recursos de generación de energía, lo que permite la independencia energética, así lo expone la UPME (2016)

El incremento de la energía generada con sistemas distribuidos permite reducir el consumo de recursos hídricos cuando las previsiones indiquen mayores periodos de sequía. De esta manera se dispondrá de una mayor cantidad de energía potencial acumulada en los embalses para ser gestionada de acuerdo a las necesidades del país. (p.33)

5.1.5 Retraso Inversiones en nuevas redes

En las redes de distribución debido al crecimiento de la demanda de energía esta propensa a que los equipos y líneas lleguen a sus límites de operación lo cual congestiona la red relación con el abastecimiento de la demanda, en cuyo caso es necesario realizar inversiones en nuevos equipos.

La gestión de la generación distribuida con fuentes de energía renovable soluciona las congestiones que se presenten en la red de distribución, lo cual permite retrasar las inversiones en nuevas redes (Batlle, 2014).

5.1.6 Aumento de los niveles de calidad de la energía suministrada

“La generación distribuida con un sistema de control adecuado, puede prestar servicios complementarios a la red en los momentos críticos, lo que permite aumentar los niveles de calidad de la energía suministrada”(UPME, 2016b, p.12), los servicios complementarios que puede proveer la generación distribuida sin la necesidad de la Smart Grid son del servicio de Control de Tensión/Potencia y Control Primario de frecuencia (Marín, Carvajal, & Arango, 2014).

La generación distribuida puede contribuir a disminuir el número de interrupciones que presentan los sistemas de distribución, dado que al estar cerca del consumo, puede utilizarse como generación de respaldo o seguridad y proveer el suministro eléctrico a los usuarios así ante fallas en el sistema de distribución, lo que mejora la calidad de la energía suministrada.

5.1.7 Operación de los sistemas eléctricos

Las nuevas fuentes renovables no son despachables y presentan una rápida variación de la generación (no controlable) a lo largo de las horas de un día. Estos hechos poseen impactos importantes en la operación de sistemas eléctricos, como un mayor requerimiento de reserva de generación en el sistema para garantizar la seguridad operativa. (Batlle, 2014, p. 23)

5.1.8 Reducción de emisiones de CO2

Con la incursión energías renovables en forma de generación distribuida en la red, se tiene un impacto positivo sobre el medio ambiente, ya que la utilización de estas energías para abastecer alguna parte de la demanda, desplaza alguna porción de la generación convencional que impacta negativamente al medio ambiente. En este sentido el cubrimiento de la demanda pico en Colombia generalmente se realiza con plantas térmicas, la generación térmica repercute directamente con el medio ambiente dependiendo del combustible que se utilice. Con la inclusión de generación distribuida en la red de distribución se reduce la demanda eléctrica del sistema eléctrico, por lo tanto se reduce la utilización de plantas térmicas para el cubrimiento de la misma y por ende se disminuye el impacto ambiental, así lo expone la UPME (2016) “La generación distribuida mediante recursos renovables conectados a la red de distribución permite reducir las emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad” (p.33).

5.1.9 Reducción de las inversiones

Este aplanamiento de la curva de demanda permite reducir la necesidad de inversiones para aumentar la capacidad del sistema eléctrico, puesto que en caso de

aumentar la demanda, dicho aumento podría ser desviado a horas valle en las que la demanda es reducida.(UPME, 2016b, p. 34)

5.1.10 Reducción de pérdidas técnicas

Uno de los principales motivos para incentivar la generación distribuida es la reducción de pérdidas técnicas que conlleva. De esta forma la energía se genera en puntos muy cercanos al lugar de consumo, con lo que se consigue una reducción drástica de las pérdidas por efecto Joule inherentes a la circulación de la corriente eléctrica por los conductores. (UPME, 2016, p.33)

Sin embargo, cuando existe gran penetración de generación distribuida, la generación puede sobrepasar la de demanda de energía local, con lo que se revierten los flujos de potencia y así se aumentan las pérdidas (Batlle, 2014).

5.1.11 Vida útil de los activos en el sistema de distribución

La instalación de generación cerca de los puntos de carga conlleva un cambio en la cadena de valor de la energía. En las redes de distribución este cambio implica que el uso de los activos también es sujeto a cambios para acomodar los flujos bi-direccionales. Asimismo, el desgaste se reduce puesto que los equipos soportan menores niveles de carga, extendiendo la vida útil en algunos casos.(Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía, 2015, p. 28)

5.2 Impactos de la generación distribuida sobre la red de distribución

En esta sección se definen los impactos de la generación distribuida sobre la red de distribución.

5.2.1 Coordinación de protecciones

En sistemas interconectados por lo general las protecciones se han provisto para las redes de configuración radial y flujos unidireccionales, con la inclusión de generación distribuida

en la red de distribución existe una pérdida en la coordinación de protecciones (Carvajal & Jiménez, 2012).

También la generación distribuida pueden incrementar los tiempos de liberación de falla, y reducir de capacidad de detección de fallas de alta impedancia, interfiriendo de esta manera en la coordinación de protecciones de la red (Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía, 2015).

5.2.2 Desbalance de tensión en la red

La conexión de la generación distribuida por sí misma no garantiza que provea un balance de tensión, así la configuración de la conexión sea trifásica, pero para el caso de que la conexión se realice de forma monofásica, se tendría un impacto negativo directo en el desbalance de tensión, lo cual se observa como impacto de la generación distribuida en el desbalance de tensión, así lo expone la Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía, 2015 “En caso de muchos sistemas cercanos a los 10 kW y conectados en servicio monofásico, puede provocar desbalances en la red eléctrica, lo cual va en detrimento de la calidad del servicio eléctrico” (p. 31).

5.2.3 Distorsión armónica

La generación distribuida puede contener elementos que repercuten sobre la calidad de la energía, este es el caso de la distorsión armónica, impacto producido por la generación distribuida en la red de distribución, el cual es expuesto por Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía (2015) de la siguiente manera: “La distorsión armónica causada por proliferación de inversores para sistemas fotovoltaicos y eólicos. Esto será importante considerar en presencia de miles de sistemas fotovoltaicos interconectados con la red de distribución” (p. 32), consecuente con esto es Villa Giraldo (2015):

La conexión de la generación distribuida al sistema eléctrico de potencia puede causar la inyección y propagación de armónicos en las señales de tensión y corriente, y otros tipos de perturbaciones. Estas perturbaciones en la red, dependen de la fuente de generación empleada, máquinas rotativas, inversores, variadores de velocidad y los elementos de interconexión con el sistema de distribución. (p.33)

5.2.4 El perfil de tensión

La generación distribuida como resultado de su implementación en la red de distribución beneficia la operación de la red proporcionando perfiles de tensión más estables, as mismo “Permite brindar mejor soporte de tensión en área de alta demanda de energía. Además, por medio de mecanismos de control se pueden utilizar para regular la tensión en la red”. (Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía, 2015, p. 29)

5.2.5 Fluctuaciones de tensión

En lo referente a la intermitencia asociada a la generación distribuida para suministrar la energía eléctrica, se asocian las variaciones de tensión producto de esta intermitencia, así lo expone la Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía (2015) “La inyección variable de potencia activa (por fuentes intermitentes), y su efecto inmediato en la tensión de operación, puede provocar aumentos y caídas de la tensión de operación”(p. 31).

5.2.6 Flujos de potencia inversos

Este impacto también está asociado a los impactos sobre la planeación de la red de distribución, este fue analizado en la sección 5.1.3.

5.2.7 Incrementos de tensión

La generación distribuida por su condición propia inyecta potencia activa y reactiva al sistema de distribución esto hace que la tensión aumente en el punto de conexión. Así lo analiza la Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía,(2015) “La inyección de potencia activa en redes de distribución radiales incrementa los niveles de tensión, particularmente en las colas de los circuitos”(p. 31).

5.2.8 Mejora del factor de potencia

La penetración en la red de generación distribuida basada en sistemas fotovoltaicos permite mejorar el factor de potencia. Esto se debe a que estos equipos, en general, son capaces de operar siguiendo una consigna de tensión o de factor de potencia de manera que absorben o entregan potencia reactiva a la red en función de que haya

sobretensión o subtensión respecto a la tensión nominal del punto en el que se encuentran conectados. (UPME, 2016, p.34)

5.2.9 .Sobrecarga de equipos

La inyección de potencia por generadores distribuidos puede reducir la carga en transformadores y secciones de línea. En algunos casos la pérdida súbita de generación o carga puede causar el efecto contrario y sobrecargar a los equipos de transformación y distribución. (Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía, 2015, p. 31)

Con la identificación de los impactos de la generación distribuida en la planificación de la expansión de la red de distribución, se logra concretar los aspectos (costos, inversiones, operación, activos de la red, abastecimiento de la demanda, etc.) de la planeación de la red, necesarios a tener en cuenta en el desarrollo del esquema de trabajo que permita la inclusión de la generación distribuida en la planeación de la red realizado en el siguiente capítulo, sin dejar de lado los impactos que la generación distribuida tiene sobre la misma red de distribución y los beneficios de su implementación como “Generación de respaldo al sistema o en caso de emergencia” (Duque et al., 2004, p. 81).

6.Desarrollo del esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.

En esta sección se da cumplimiento al objetivo general:

- Desarrollar un esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.

De la identificación y definición de impactos de la generación distribuida en la red de distribución y en su planeación de la expansión, se evidencia que la principal afectación por estos impactos se da principalmente en la empresa de distribución de energía, que es la encargada de realizar la expansión de su red y de velar por un suministro continuo y de calidad para los usuarios que atiende, también en los esquemas de planificación revisados se observó la poca inclusión de la generación distribuida y sus efectos en la planeación de la red de distribución, por tanto el desarrollo de este esquema de trabajo considerara los impactos que se pueden adjudicar propiamente para la empresa de distribución y su red.

6.1 Plan de penetración de generación distribuida del esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida.

El esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida deberá incluir un Plan de Penetración de la Generación Distribuida en concordancia con lo expuesto en la Resolución CREG 121 de (2017): Los Operadores de Red deben disponer de información suficiente para que un potencial generador distribuido pueda conocer información completa

sobre las características requeridas y disponibilidad de la red (CREG, 2017). Con este plan de penetración se tendrá la información y requerimientos para incluir los potenciales generadores en la planificación de la expansión de la red de distribución.

El plan de penetración de generación distribuida está definido por la zona potencial para la implementación de generación distribuida y los requerimientos energéticos de la zona y/o cliente, de donde se medirá la capacidad de la empresa de distribución para operar los activos de generación distribuida, estos aspectos se contextualizan a continuación:

1. Identificación de la zona potencial para generación distribuida:

La empresa de distribución dentro de la cobertura de sus redes identificará la zona (y/o cliente) en la cual es viable y óptima la implementación de la generación distribuida, para ello deberá en la zona conocer los recursos hídricos, solares, eólicos, la disposición de residuos de biomasa que se producen allí, entre otros aspectos, para así prever la tecnología posible a implementar y los impactos que esta tiene en la red de la zona.

2. Identificación de los requerimientos energéticos del cliente o la zona:

Luego de identificar la zona o cliente potencial para la generación distribuida, se procede a identificar los requerimientos energéticos de consumo de la zona o cliente, bien sea electricidad, calor, frío, para así determinar la capacidad que tiene el cliente de gestionar su propia demanda y la capacidad que tiene la empresa de distribución de gestionar la demanda del cliente o la zona.

3. Capacidad de operar los activos de generación distribuida:

En este aspecto se evalúa la capacidad de la empresa de distribución de operar la generación distribuida con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema, concibiendo los excedentes de energía que pueden introducirse a la red de distribución. De igual modo la empresa de distribución deberá considerar el caso de que el cliente decida operar sus activos de generación y así tomar las medidas respectivas en beneficio de la red.

De los aspectos Identificación de la zona potencial para generación distribuida, Identificación de los requerimientos energéticos del cliente o la zona, y Capacidad de

operar los activos de generación distribuida inmersos dentro del Plan de Penetración de la Generación Distribuida, se desprenden los impactos analizados en sección 5.1 y 5.2, cuyo listado se tiene en la Tabla 5-1, los cuales impactan directamente sobre la red de distribución y sobre su planeación.

De los impactos en la planeación de la red de distribución se pueden separar, los impactos financieros, es decir los que afectan directamente sobre las inversiones de la empresa de distribución, estos son:

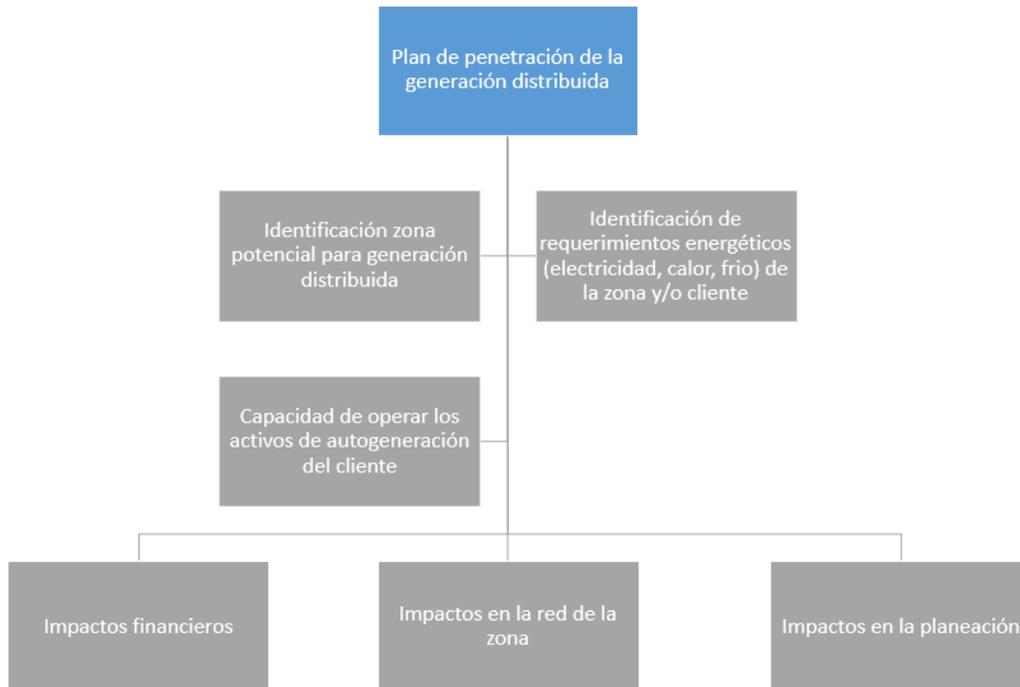
Impactos financieros

- Los Costos de Operación.
- Retraso Inversiones en nuevas redes.
- Reducción de las inversiones.
- Vida útil de los activos en el sistema de distribución.

El Plan de Penetración de Generación Distribuida considera los impactos de la generación distribuida en tres bloques, los cuales contienen los impactos financieros, los impactos en la red de la zona y los impactos en la planeación.

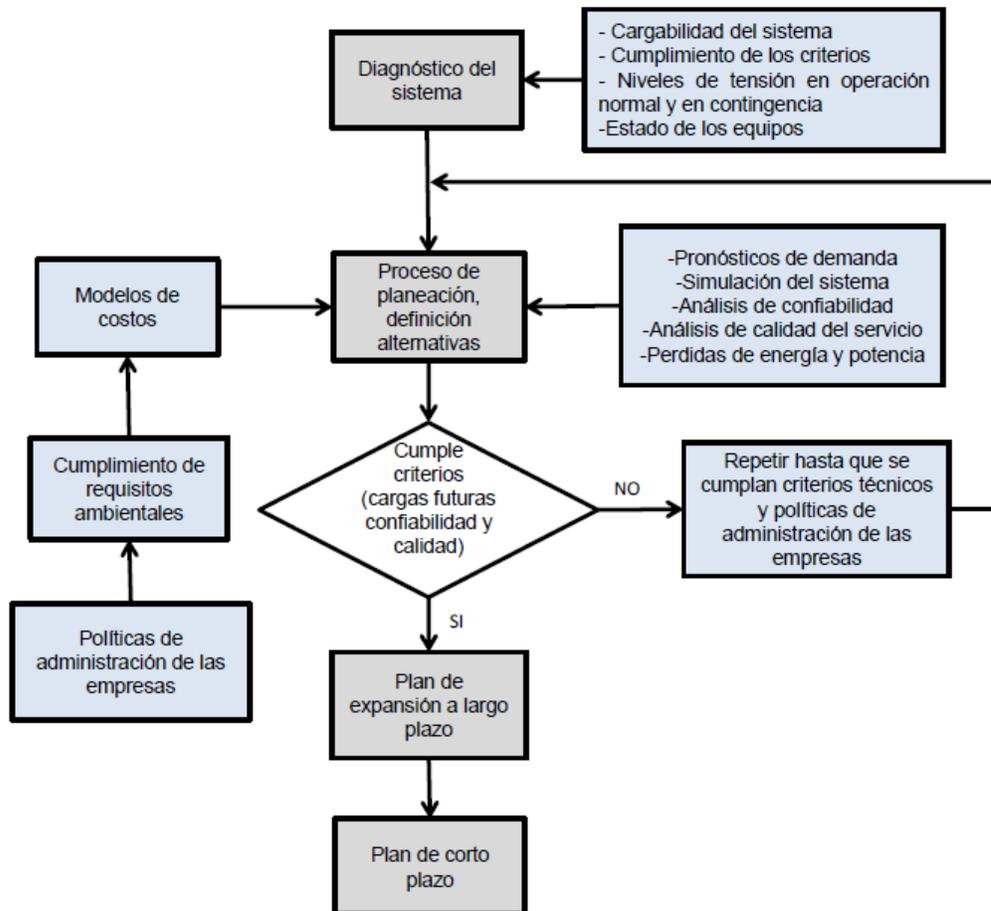
El proceso del Plan de Penetración de la Generación Distribuida que será incluido en el esquema de trabajo para la planificación de la red de distribución se muestra en la Figura 6-1.

Figura 6-1: Plan de Penetración Generación Distribuida del esquema de trabajo



Fuente: Elaboración propia

La planificación de la expansión de la red de distribución en Colombia que se describió a través de su normativa Resolución CREG 179 de (2015), en la sección 2.5 del Capítulo 2 y que se presenta nuevamente en la Figura 6-2, será complementada con el Plan de Penetración de la Generación Distribuida y de este modo se desarrolla el esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.

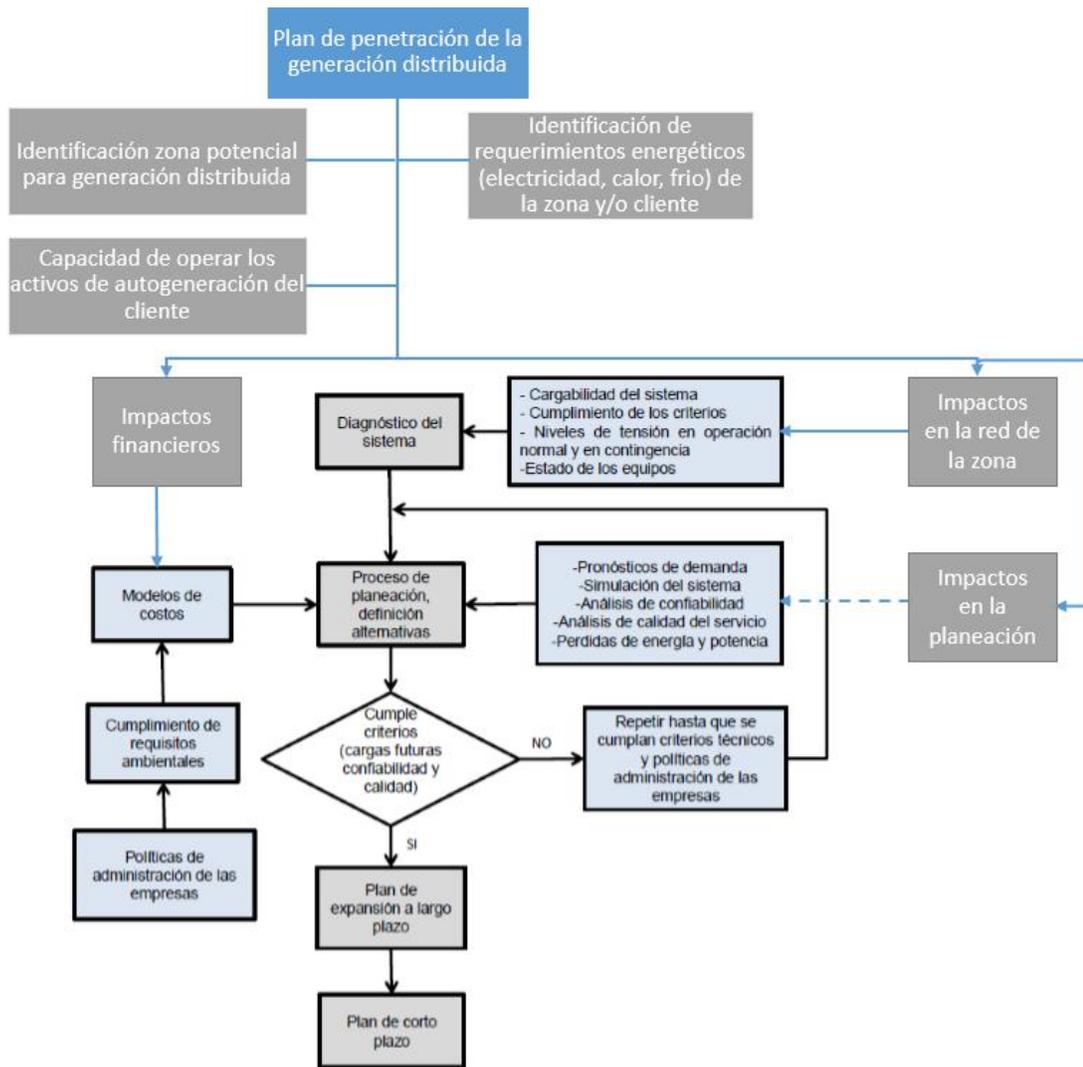
Figura 6-2: Proceso de planificación CREG, 2015.

Fuente : Recuperado de La Comisión de Regulación de Energía y Gas (2015)

6.2 Esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida

El esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida se presenta en la Figura 6-3 el cual considera los impactos que tiene la generación distribuida sobre la planeación de la red de distribución, los impactos financieros y los impactos sobre la red.

Figura 6-3: Esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.



Fuente : Adaptado de "Información y formatos para la presentación del plan de inversiones", Comisión de Regulación de Energía y Gas, (2015).

Para desarrollar este esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida, los impactos que se desprenden del plan de penetración de generación distribuida detallados en la sección 5.1 y 5.2 se incluyen directamente sobre el proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015), lo cual es detallado y analizado en las siguientes secciones.

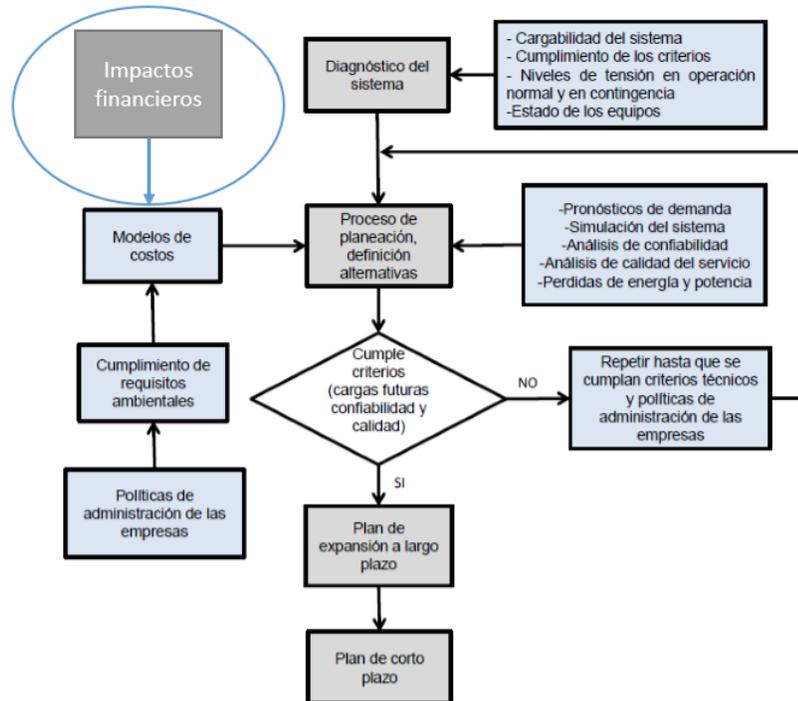
6.2.1 Inclusión de los Impactos financieros en el proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015) para el desarrollo del esquema de trabajo

El proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015) tiene un bloque relacionado con los Modelo de costos, a estos modelos se les incluyen los impactos financieros como se muestra en la Figura 6-4, de esta manera el Modelo de costos considera entonces dentro de los costos de la planeación los siguientes impactos (mencionados en la sección 5.1):

Impactos financieros

- Los Costos de Operación.
- Retraso Inversiones en nuevas redes.
- Reducción de las inversiones.
- Vida útil de los activos en el sistema de distribución.

Figura 6-4: Inclusión de los impactos financieros



Fuente : Adaptado de “Información y formatos para la presentación del plan de inversiones”, Comisión de Regulación de Energía y Gas, (2015).

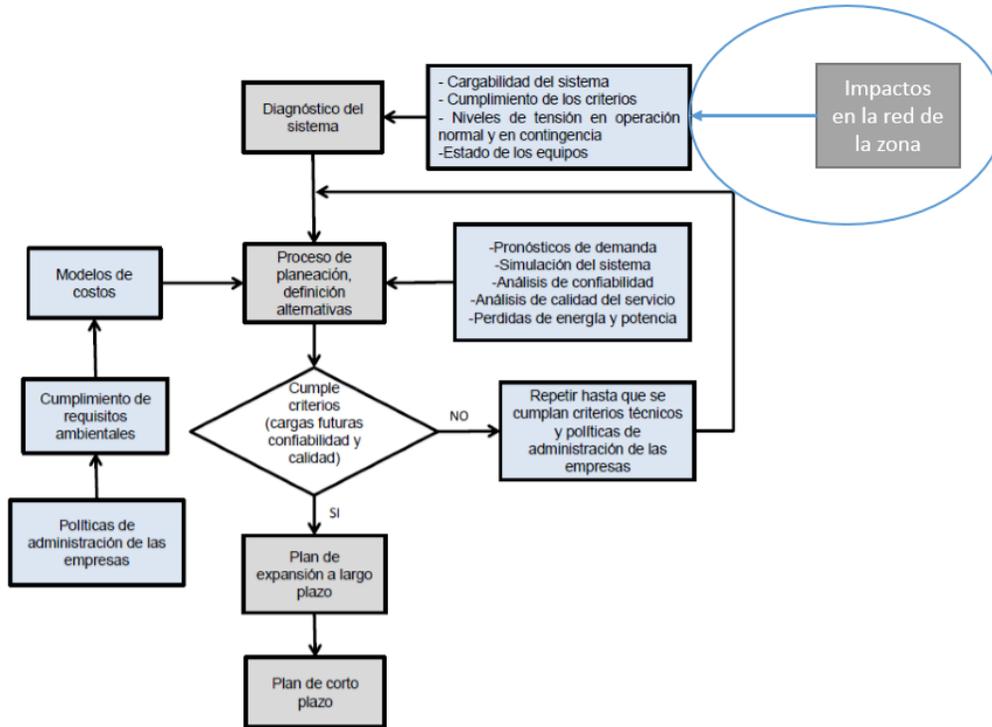
Así el proceso de planeación y definición de alternativas incluido en el proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015) recibe el Modelo de costos con todo los impactos financieros que se dan por la inclusión del generación distribuida en la red.

6.2.2 Inclusión de los Impactos en la red de la zona en el proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015) para el desarrollo del esquema de trabajo

Los impactos en la red de la zona por la generación distribuida se incluyen en los estudios de cargabilidad del sistema, cumplimiento de los criterios, Niveles de operación normal y en contingencia y el estado de los equipos, del bloque del proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015) como se muestra en la Figura 6-5, de esta manera se garantiza que en el diagnóstico del sistema prevea los impactos que se dan en la red de distribución por la inclusión de la generación distribuida, para así incluir acciones en el proceso de planeación, estos impactos sobre la red por la inclusión de la generación distribuida fueron analizados en la sección 5.2 y se mencionan a continuación :

Impactos en la red

- Coordinación de protecciones
- Desbalance de tensión en la red
- Distorsión armónica
- El perfil de tensión
- Fluctuaciones de tensión
- Flujos de potencia inversos
- Incrementos de tensión
- Mejora del factor de potencia
- Sobrecarga de equipos

Figura 6-5: Inclusión de los impactos en la red

Fuente : Adaptado de “Información y formatos para la presentación del plan de inversiones”, Comisión de Regulación de Energía y Gas, (2015).

Con la inclusión de los impactos sobre la red en el proceso de planificación se garantiza que los efectos positivos sobre la red producida por la generación distribuida como la mejora del factor de potencia, la reducción de la carga de los equipos, mejoras de los perfiles de tensión, entre otros sean aprovechados y los negativos como las fluctuaciones de tensión, distorsión armónica, desbalance de tensión, etc. sean mitigados.

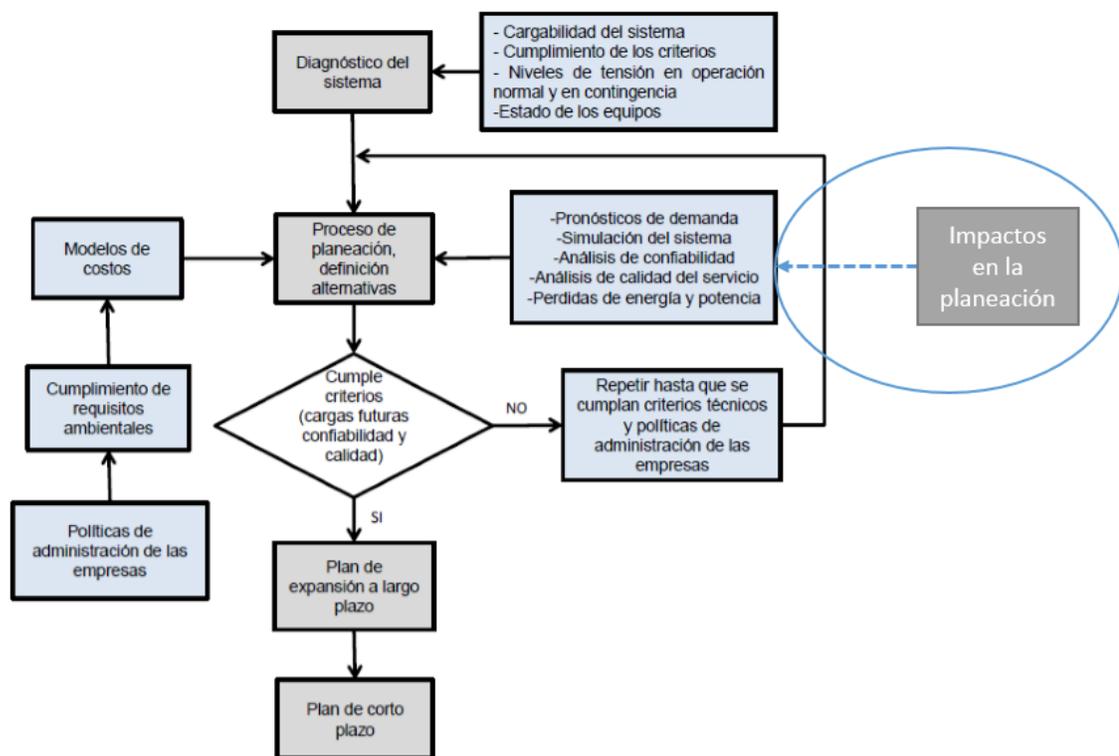
6.2.3 Inclusión de los Impactos en la red de la zona en el proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015) para el desarrollo del esquema de trabajo

Por último, los impactos sobre la planeación por la implementación de la generación distribuida se conectan con los estudios de Pronóstico de la demanda, Simulación del sistema, Análisis de confiabilidad, Análisis de calidad del servicio, Pérdidas de energía y potencia, del proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución

CREG 179 de (2015) como se muestra en la Figura 6-6, para así considerar dentro de la planeación los siguientes aspectos:

- Aplanamiento de la curva de demanda
- Flujos de potencia inversos
- Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales
- Aumento de los niveles de calidad de la energía suministrada
- Operación de los sistemas eléctricos
- Reducción de emisiones de CO2
- Reducción de pérdidas técnicas

Figura 6-6: Inclusión de los impactos en la planeación



Fuente : Adaptado de “Información y formatos para la presentación del plan de inversiones”, Comisión de Regulación de Energía y Gas, (2015).

Los impactos sobre la planeación de la red de distribución ahora son considerados dentro del proceso de planificación completando el esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.

6.3 Aporte dado con el esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución

El Esquema de trabajo para la planeación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida se realizó mediante el complemento al proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015) con el plan de penetración de la generación distribuida planteado en la sección 6.1, con el fin de contener en el proceso de planificación en primera instancia en la etapa de diagnóstico del sistema, los impactos en la red producto de la generación distribuida a implementar, segundo en la etapa de los modelos de costos incluir los impactos financieros sobre la planeación de la red de distribución y tercero incluir los impactos en la planeación directamente en el proceso de pronóstico de la demanda, simulación del sistema, análisis de confiabilidad, entre otros, los cuales están ligados al proceso de planeación y definición de alternativas, de esta forma se mejora el proceso de planeación fortaleciendo los siguientes aspectos:

1. Según la CREG (2015) :

En el proceso de planeación de la expansión de un sistema eléctrico se deben considerar los diferentes tipos de carga, como por ejemplo, residenciales que a su vez puede ser urbana o rural, comerciales a través de grandes centros comerciales o zonas comerciales, cargas industriales con pequeña, mediana y grandes industrias.
(p. 8)

Ahora con este esquema de trabajo se incluye además de los tipos cargas, también se incluyen los diferentes tipos de generación distribuida que se pueden implementar en las redes.

2. El diagnóstico del sistema que se realiza para el último año de operación en el que se establecen las condiciones de operación cargabilidad de todos los componentes de la red, el cumplimiento de los criterios de operación (CREG, 2015), evalúa ahora además de la operación adecuada del sistema eléctrico, los efectos de la generación distribuida que recaen sobre la cargabilidad del sistema y de los equipos, sobre los niveles de tensión en operación en estado normal y en contingencias, y también sobre el cumplimiento de los criterios de planificación, efectos que no se incluían antes de

integrar el plan de penetración de generación distribuida en el esquema de trabajo desarrollado.

3. El pronóstico de la demanda del proceso planificación de la expansión de la red de distribución Resolución CREG 179 de (2015), busca determinar la red capaz de suministrar dicha demanda mediante un proceso iterativo, ahora con la inclusión de los impactos de la generación distribuida extraídos del plan de penetración, este pronóstico de demanda se ve afectado de acuerdo al grado de adopción de generación distribuida lo cual permite tener una red diferente a la que se tenía sin la generación distribuida, por tanto se pueden definir de una manera más acertada los proyectos o adiciones que necesita la red, incluso las inversiones a realizar.

Adicionalmente el esquema de trabajo de la planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida desarrollado, permite incluir los efectos de la generación distribuida sobre la demanda eléctrica:

- La demanda del sistema no es la misma esta varía sustancialmente hora a hora efecto previsto con la planificación tradicional, pero ahora la demanda se reduce por la inclusión de generación distribuida, efecto que ya es incluido en la planeación con este esquema de trabajo, lo cual permite a operador de red o empresa de distribución mejorar sus pronósticos de demanda, mejorando la operación de su red.

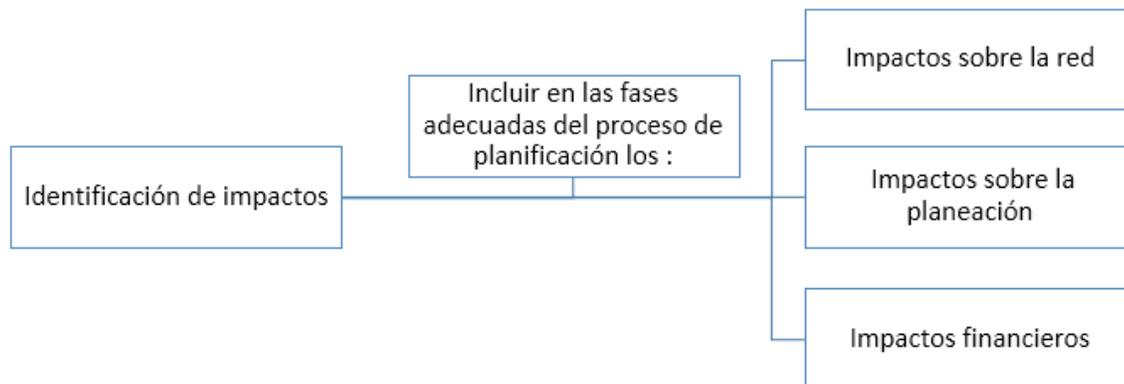
Respaldo para la red de distribución:

- La demanda eléctrica es a través de las redes de distribución, cuando existen fallas en el sistema eléctrico de potencia pueden resultar casos de demanda no atendida, ahora con este esquema de planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida, se le da respaldo a la red de distribución ya que esta generación está ubicada generalmente cerca a los centros de consumo y es prevista desde la planeación para atender la demanda de forma continua.

Este esquema de trabajo de la planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida permite como un aporte importante diferenciar los impactos que se dan sobre la red de distribución y sobre la planeación de la misma e

incluirlos en las fases pertinentes del proceso de planificación, lo que da como resultado un completo esquema que involucra las etapas del proceso de planificación y sus áreas con la generación distribuida (Figura 6-7).

Figura 6-7: Diferenciación e inclusión de los impactos



Fuente: Elaboración propia

También el esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida con la inclusión del Plan de Penetración de la Generación Distribuida permite a las empresas de distribución estar alineadas con la normativa vigente, en este caso con los requerimientos solicitados en la Resolución CREG 121 de (2017) donde se expone que los Operadores de Red deben disponer de información suficiente para que un potencial generador distribuido.

Con este esquema de planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida, se da la inclusión de los impactos potenciales de la generación distribuida no solo en la red de distribución, sino que también se incluyen los impactos que se producen en la planificación de la expansión de la red de distribución, lo cual permite al empresa de distribución considerar los impactos positivos y negativos que se da por dicha inclusión, para así lograr un mejor desempeño de sus redes e infraestructuras, dando respaldo al suministro eléctrico, logrando consigo proveer de un servicio de electricidad de calidad, confiabilidad y seguridad, para los usuarios finales, estando a la altura de las nuevas tecnologías emergentes.

7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

El esquema de trabajo de planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida desarrollado en este trabajo, permite incluir dentro del proceso de planificación un plan de generación distribuida, con el cual la empresa de distribución encargada de realizar la planeación puede incluir en su proceso la zona potencial para la implementación de generación distribuida, los requerimientos energéticos de la zona o cliente, también determinar si tiene la capacidad de operar los activos de generación y adicionalmente incluir los efectos de la generación distribuida sobre la planeación y sobre la red de distribución en el proceso de planeación que esté realizando con dicho esquema de trabajo.

Este esquema de planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida con su Plan de Penetración de la generación distribuida permite que las empresas de distribución estén alineadas con la normativa vigente, en este caso con los requerimientos solicitados en la Resolución CREG 121 de (2017) donde se expone que los Operadores de Red deben disponer de información suficiente sobre la red para que un potencial generador distribuido se conecte a la misma y con este plan de penetración se tendrá la información y requerimientos para incluir los potenciales generadores en la planificación de la expansión de la red de distribución mediante el esquema de planificación desarrollado.

El esquema de trabajo de la planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida realizado en este trabajo se enfoca directamente en la identificación y diferenciación de los impactos de la generación distribuida, para incluirlos en las fases pertinentes del proceso de planificación de la expansión de las redes de distribución. Esto se observa como un gran aporte que da el esquema de trabajo para la

planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida.

Con la identificación de los impactos de la generación distribuida se evidenció que existen impactos que influyen directamente sobre la red de distribución y otros que influyen sobre la planeación, de los que influyen directamente en la planeación se encontró que existen algunos que son de índole financieros, todos estos impactos están incluidos como aporte principal del esquema de trabajo de planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida realizado en este trabajo.

Los impactos de la generación distribuida en la red de distribución son considerados como aporte sustancial del esquema de trabajo de planificación de la expansión de la red de distribución considerando la generación distribuida, con lo cual el operador de red o empresa de distribución podrá considerar los beneficios de la generación distribuida en la planeación, destacando el beneficio de respaldo al suministro eléctrico hacia los usuarios finales, así mismo con este esquema de planeación el operador de red o la empresa de distribución podrá prever de manera oportuna los impactos negativos de la generación distribuida y los retos asociados a la red de distribución y a la planeación de la misma.

La inclusión de la generación distribuida en la planeación de la red de distribución por medio del esquema de trabajo realizado, da como resultado la incorporación de los impactos financieros de la generación distribuida en los modelos de costos de la planeación, lo cual permite optimizar la valoración de la red y las inversiones en beneficio de la empresa de distribución.

7.1.1 Conclusiones sobre el Cumplimiento de los objetivos planteados

En el Capítulo 0 se cumplió con el objetivo específico:

- Hacer un comparativo de esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución.

Donde se identificó que en la forma de planeación de la red de distribución que han realizado los países de Argentina, Chile, Colombia, Costa rica, Ecuador, EEUU y México,

no existe una consideración conjunta de la generación distribuida y sus impactos, la generación distribuida solo es incluida de manera específica en EE.UU y México, también en este capítulo se analizó los criterios de la planificación de la red de estos países encontrando que comúnmente se usan los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio en los esquemas de planificación revisados.

En el Capítulo 0 se cumplió con el objetivo específico:

- Identificar los impactos de la generación distribuida al incluirla en la planificación de la expansión de la red de distribución

Donde se identificaron los impactos de la generación distribuida en la planeación de la red y también se identificaron los impactos sobre la red. De los impactos sobre la planeación se evidenció que existen impactos financieros producto de la implementación de la generación distribuida, lo que permitió incluir estos impactos en la etapa del modelo de costos del esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida, desarrollado en este trabajo.

En el Capítulo 0 se da cumplimiento al objetivo general:

- Desarrollar un esquema de trabajo para la planificación de la expansión de la red de distribución considerando la inclusión de la generación distribuida.

Donde este esquema de trabajo de la planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida permite como aporte importante permite incluir en las fases pertinentes del proceso de planificación los impactos que se dan sobre la red de distribución y sobre la planeación de la misma por la generación distribuida, lo que da como resultado un completo esquema que involucra las etapas del proceso de planificación y sus áreas, con los efectos de la generación distribuida.

7.1.2 Conclusiones sobre los esquemas de planificación revisados

Los esquemas de planificación de la expansión de la red de distribución revisados en Argentina, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, Estados Unidos y México, muestra que el desarrollo del mercado de energía influye en la forma de planear las redes de distribución, ya que comúnmente con este desarrollo los agentes privados realizan proyectos de generación que en definitiva conllevan a que la planeación de las redes

incluya las nuevas tecnologías como la generación distribuida y sus impactos, este es el caso EE.UU y México. En esta misma línea los países que tienen una tendencia regulatoria y normativa tradicional en el desarrollo de su mercado de energía, como Argentina, Ecuador, Colombia, Costa Rica, las exigencias para la entrada de tecnologías de punta de generación en la planeación de las redes se dan de manera general, sin exigencias específicas para el encargado de realizar la planeación.

Los esquemas de planificación revisados están inmersos en países que difieren en su Matriz de generación, en algunos países la generación hidráulica es la predominante, como el caso de Colombia, Costa Rica y Ecuador, por lo que la confiabilidad del sistema eléctrico propio se basa en la buena respuesta que da tener predominancia hidráulica a las variaciones de los parámetros del sistema eléctrico, por lo tanto en estos países no se considera la inclusión de generación distribuida y sus implicaciones en la planeación de las redes de distribución. Caso contrario para los países con gran participación térmica los cuales desarrollan especificaciones en la planeación de sus redes que permitan cubrir la respuesta ante variaciones del sistema que las plantas térmicas no capaces de suministrar, caso Estados Unidos, México, que incluyen la generación distribuida y sus impactos en la planeación de las redes y Chile a pesar de no encontrar la inclusión de la generación distribuida en el esquema revisado, en este país se dan requisitos de conexión para esta generación.

La penetración de generación distribuida o energía renovables en los países permite inferir si se deben desarrollar o no esquemas de planificación de la red de distribución que incluyan generación distribuida, debido a que la poca penetración de este tipo de generación no impacta la planeación de las redes, caso contrario cuando se tiene una mayor penetración.

Los criterios de confiabilidad, seguridad, calidad del servicio son incluidos en los esquemas de planificación revisados, algunos de estos criterios se detallan más que otros por las diferencias topológicas propias de los sistemas eléctricos, sin embargo, se tiene que estos criterios son base y de suma importancia para la planificación de las redes de distribución.

7.2 Recomendaciones

Es importante que los requerimientos de conexión para la generación distribuida sean específicos, indicando variables y parámetros que se deben cumplir, para la adecuada operación de esta generación en la redes de distribución, lo cual permite que el proceso de planificación de la red sea más consistente, por tanto se recomienda evaluar los requerimientos de conexión que se le deben exigir por parte del operador de la red a este tipo de generación teniendo en cuenta la tecnología de su fuente primaria de energía.

La capacidad de la generación distribuida está determinada por la topología red de distribución, es necesario evaluar dentro del proceso de planificación una metodología que permita determinar la capacidad máxima admisible de la generación distribuida y que sea aplicable a cualquier punto de conexión, esto permitirá tener un proceso de planificación más completo y dará pautas para que los productores de energía puedan implementar su capacidad de generación.

A. Anexo A: Número de referencias de los modelos fundamentales de planificación revisados

En la revisión de los modelos fundamentales se pueden observar aspectos importantes propios del artículo que pueden enriquecer más la información obtenida, como el autor, el año de publicación, la región de origen y el número de citaciones que han tenido después de su publicación, estos aspectos son importantes porque permiten identificar el autor, la calidad de la publicación y la manera como desarrollan la planificación en diferentes regiones del mundo.

En la Tabla 7-1 se detalla el número de citaciones por año que han tenido los artículos.

Tabla 7-1: Año de publicación y número de citaciones modelos fundamentales

Ref.	Año	Citaciones						Subtotal	Total
		<2012	2012	2013	2014	2015	2016		
(Crawford & Holt, 1975)	1975	69	8	4	9	1	3	25	94
(Wall et al., 1979).	1979	12				1		1	13
(Thompson & Wall, 1981)	1981	80	5	3	7	3	2	20	100
(Sun et al., 1982)	1982	74	2	2	2	1	2	9	83
(Fawzi et al., 1983)	1983	40	4	1	3		1	9	49
(Gonen & Ramirez-	1987	30	5	3	4	2		14	44

Ref.	Año	Citaciones						Subtotal	Total
		<2012	2012	2013	2014	2015	2016		
Rosado, 1987)									
(Ponnaivaiko et al., 1987)	1987	20	3	1	7	1	1	13	33
(Hsu & Chen, 1990)	1990	38		1	2	2		5	43
(Ramirez-Rosado & Gonen, 1991)	1991	56	4	5	4	5	2	20	76
(Miranda et al., 1994)	1994	170	16	23	19	18	8	84	254
(Rau & Yih-Heui Wan, 1994)	1994	104	24	27	17	16	19	102	207
(Saraiva et al., 1994)	1994	33	3	1		2		6	39
(Salamat Sharif et al., 1994)	1994	2	1	1				2	4
(Tang, 1996)	1996	48	5	6	5	2	4	22	70
(Dai Hongwei et al., 1996)	1996	34	5	4	7	4	1	21	55
(Jonnavith ula & Billinton, 1996)	1996	41	3	4	4	4		15	56
(Goswami, 1997)	1997	26	4	5	3		2	14	40

Ref.	Año	Citaciones					Subtotal	Total	
		<2012	2012	2013	2014	2015			2016
	Total	877	92	91	92	62	45	382	1259

Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de Scopus

De la tabla anterior se tiene que el primer modelo fundamental examinado fue publicado en 1975, seguido por los demás modelos fundamentales publicados durante la década de los 80s, culminando con el último artículo publicado en 1997, los artículos con mayor número de referencias son (Crawford & Holt, 1975), (Thompson & Wall, 1981), (Sun et al., 1982), (Ramirez-Rosado & Gonen, 1991), (Miranda et al., 1994), (Rau & Yih-Heui Wan, 1994) lo que permite deducir como el idioma o el lugar geográfico origen del artículo, determinan el impacto que este ha tenido, ya que estos artículos en su mayoría son de Estados Unidos y Canadá, además este número significativo de citas refiere a que se tiene un buen acceso a dichos artículos .

8. Bibliografía

- Abdelaziz, A. Y., Hegazy, Y. G., El-Khattam, W., & Othman, M. M. (2015). Optimal planning of distributed generators in distribution networks using modified firefly method, *43*(3), 320–333. <https://doi.org/10.1080/15325008.2014.980018>
- Agencia de regulación y Control de electricidad. (2015). Ecuador posee un 51,78% de energía renovable. Retrieved September 12, 2017, from <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/ecuador-posee-un-5155-de-energia-renovable/>
- Andesco. (2012). Calidad del servicio de energía - distribución- SDL. Retrieved September 18, 2017, from <https://es.slideshare.net/andesco/9-calidadenergiasdl>
- Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos. AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.” (2016).
- Babazadeh, E., Oskuee, M. R. J., Pourmahmoud, J., & Najafi-Ravadanegh, S. (2016). Optimal planning of smart distribution network based on efficiency evaluation using data envelopment analysis, *8*(1), 45–61. <https://doi.org/10.15676/ijeei.2016.8.1.4>
- Backlund, Y., & Bubenko, J. A. (1979). Computer-aided distribution system planning, *1*(1), 35–45. [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(79\)90030-9](https://doi.org/10.1016/0142-0615(79)90030-9)
- Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015). Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions, *73*, 56–70. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.03.010>
- Battle, C. (2014). Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos. *Banco*

Interamericano Del Desarrollo, IDB-DP(341), 23.

Brown, R. E., Jiuping Pan, Xiaorning Feng, & Koutlev, K. (2001). Siting distributed generation to defer T&D expansion. In *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No.01CH37294)* (pp. 622–627). IEEE.
<https://doi.org/10.1109/TDC.2001.971309>

CAMMESA. (2017). Informe Mensual Mayo 2017 Principales Variables del Mes.

Carvajal, S., & Jiménez, J. M. (2012). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Revista Tecnura*, 17(35), 77–89. <https://doi.org/10.14483/rt.v17i35.518>

CDEC SIC. (2015). Requerimientos de expansión de sistemas de la subtransmisión-Informe final.

Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC). (2016). Informe técnico del distribuidor CHEC 2015, 178. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Centro de Información Tecnológica (Chile). (2000). *Información tecnológica*. Centro de Información Tecnológica. Retrieved from <https://books.google.com.co/books?id=tRKNQIFpPPsC&pg=PA179&lpg=PA179&dq=revista+tecnológica+2000+la+planificación&source=bl&ots=bJgvhXH65r&sig=Y5nEFQc1ERHZdBWw-6yGUbz8xig&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwiqkf39IPrVAhWJ4yYKHaogCawQ6AEINzAC#v=onepage&q=revista tec>

Centro de Información Tecnológica (Chile). (2004). *Información tecnológica*. (p. 44). Centro de Información Tecnológica. Retrieved from <https://books.google.com.co/books?id=R9ugXg6q1aEC&pg=PA43&lpg=PA43&dq=planificacion+de+la+red+de+distribucion+energia++en+españa&source=bl&ots=jPS9r9TJfm&sig=RuOh7c43mKHLHLpDtBvg45sZRbc&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwi3tvrjh7nVAhUJbSYKHYPqCrkQ6AEIWDAI#v=onepag>

Chen, T., Lavrova, O., & Lehr, J. (2015). The optimal planning and dynamic operation of distributed generation method based on modified multiobjective

- optimization in power distribution system (pp. 49–54). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/IGESC.2015.7359390>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2014). Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica, 10, 11.
- Comisión Federal de Electricidad. (2015). Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2015 – 2019, 1–91.
- Comisión Nacional de Energía. (2016). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, 1–179.
- Comisión Reguladora de Energía. (2010). *Manual de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional*.
- Comisión Reguladora de Energía. (2016). RESOLUCIÓN Núm. RES/151/2016 RESOLUCIÓN. *Sierra*, 46, 46–55.
- CONELEC. (2012). PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2012-2021. Retrieved from <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/PME-2012-2021.pdf>
- CONELEC. (2013). PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022.
- CONOLEC. (2013). Plan Maestro de Electrificación 2013-2022-Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano, *V III*, 3. Retrieved from <https://www.celec.gob.ec/electroguayas/files/vol3.pdf>
- COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. (2017). Informe Mensual Enero 2017, 9,14,38.
- Crawford, D. M., & Holt, S. B. (1975). A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas, *94*(2), 230–235. <https://doi.org/10.1109/T-PAS.1975.31846>
- CREG. (1998). Reglamento de distribución de energía eléctrica-Resolución 070-1998. *Comisión de Regulación de Energía Y Gas*, 15,17,18.
- CREG. (2008). Resolución 097 de 2008.
- CREG. (2010). Metodología de remuneración de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los mercados de comercialización. Retrieved from

- [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a6256c3b9fba03850525785a007a764e/\\$FILE/D-138-2010 REDUCCION DE PERDIDAS.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a6256c3b9fba03850525785a007a764e/$FILE/D-138-2010%20REDUCCION%20DE%20PERDIDAS.pdf)
- CREG. Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica (2014).
- CREG. (2015). PRESENTACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES RESOLUCIÓN CREG 179 DE 2014. *Comisión de Regulación de Energía Y Gas*.
- CREG. (2017). Resolución 121 de 2017.
- Dai Hongwei, Yu Yixin, Huang Chunhua, Wang Chengshan, Ge Shaoyun, Xiao Jim, ... Xin Rui. (1996). Optimal planning of distribution substation locations and sizes — model and algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 18(6), 353–357. [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(95\)00064-X](https://doi.org/10.1016/0142-0615(95)00064-X)
- Dirección Sectorial de Energía & Ministerio de Ambiente y Energía. (2015). Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL, 238.
- Dominguez Cardoza, J. (2016). Planeación de sistemas de distribución con generación distribuida usando un modelo matemático linealizado. *Universidad Tecnológica de Pereira*.
- Dugan, R. C., McDermott, T. E., & Ball, G. J. (2001). Planning for distributed generation. *IEEE Industry Applications Magazine*, 7(2), 80–88. <https://doi.org/10.1109/2943.911193>
- Duque, C., Marmolejo, E. F., & Rueda de Torres, M. T. (2004). Análisis de prospectiva de la generación distribuida (GD) en el sector eléctrico Colombiano. *Revista de Ingeniería, Universidad de Los Andes*, 179. <https://doi.org/10.16924/riua.v0i19.442>
- EDEQ. (2014). Esquema de Calidad. Retrieved September 18, 2017, from <http://www.edeq.com.co/clientes/servicios-edeq/esquema-de-calidad>
- EDEQ, & CIER. (2014). Planeamiento de la expansión de la red de distribución de la ciudad de Armenia-Colombia.
- EDESUR S A. (2017). Plan de Inversión 2017 - 2021, 1–55.
- EERE. (2015). 2015 Renewable Energy Data Book. Retrieved from

<http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66591.pdf>

- El-Khattam, W., Bhattacharya, K., Hegazy, Y., & Salama, M. M. A. (2004). Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1674–1684. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.831699>
- El-Khattam, W., Hegazy, Y. G., & Salama, M. M. A. (2005). An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning, 20(2), 1158–1165. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846114>
- El Congreso de Colombia. (1994). LEY 143 DE 1994. Retrieved August 28, 2017, from <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4631>
- Electricaribe. (2015). *Informe anual 2014*. Retrieved from http://www.electricaribe.com/servlet/ficheros/1297148078269/INFORME_ANUAL_2014.pdf
- Empresa Eléctrica Quito S.A. (2011). Plan de Expansión 2011-2021 del Sistema Eléctrico de la EEQ / Dpto. P.T., 1–72.
- Empresa Eléctrica Quito S.A. (2016). Plan de Expansión 2016-2025. Retrieved from <http://www.eeq.com.ec:8080/documents/10180/282520/RESUMEN+EJECUTIVO+OBRAS+PLAN+DE+EXPANSIÓN+2016-2025/5773a962-b2af-437a-b5dd-8b57916f9bdf>
- Fawzi, T., Ali, K., & El-Sobki, S. (1983). A New Planning Model for Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(9), 3010–3017. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1983.318106>
- Ganguly, S., Sahoo, N. C., & Das, D. (2013, June). Recent advances on power distribution system planning: A state-of-the-art survey. <https://doi.org/10.1007/s12667-012-0073-x>
- Gómez, V. A., Peña, R. A., & Hernández, C. (2012). Identificación y Localización de Fallas en Sistemas de Distribución con Medidores de Calidad del Servicio de Energía Eléctrica. *Información Tecnológica*, 23(2), 109–116. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642012000200013>

- Gonen, T., & Ramirez-Rosado, I. J. (1987). Optimal Multi-Stage Planning of Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2(2), 512–519. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.1987.4308135>
- Gonzalez, A. (2007). Mejoramiento de la confiabilidad en sistemas eléctricos mediante reconfiguración de circuitos primarios. *Tesis, UTP*.
- Goswami, S. K. (1997). Distribution system planning using branch exchange technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(2), 718–723. <https://doi.org/10.1109/59.589662>
- Gözel, T., & Hocaoglu, M. H. (2009). An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems, 79(6), 912–918. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.12.007>
- Hsu, Y.-Y., & Chen, J.-L. (1990). Distribution planning using a knowledge-based expert system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 5(3), 1514–1519. <https://doi.org/10.1109/61.57995>
- ice. (2017). Plan de expansión de la generación eléctrica 2016-2035.
- IEEE. (2009). *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems TM. IEEE Standards Coordinating Committee 21*.
- IEEE/CIGRE. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387–1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- Iyer, H., & Ramakumar, R. (2005). Challenges in distributed generation planning in a deregulated environment (Vol. 2005, pp. 1–5).
- Jain, N., Singh, S. N., & Srivastava, S. C. (2011). Planning and impact evaluation of distributed generators in Indian context using multi-objective particle swarm optimization. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039202>
- Jalali, M., Zare, K., & Hagh, M. T. (2014). Dynamic expansion planning of sub-transmission substations and defining the associated service area, 116, 218–230. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.06.014>

- JASEC. (2015). *PLAN OPERATIVO ANUAL 2016*.
- Jonnavithula, S., & Billinton, R. (1996). Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(4), 1935–1940. <https://doi.org/10.1109/61.544279>
- Ke, X. B., Gao, W. X., & Li, X. B. (2007). A new algorithm for distribution network planning. <https://doi.org/10.1109/ICPST.2006.321570>
- Khodayar, M. E., Afsharnia, S., Ehsan, M., Kamalinia, S., & Sedighzadeh, M. (2007). Generation expansion planning of stand-alone micro-power systems using madm techniques (pp. 68–72). <https://doi.org/10.1109/UPEC.2007.4468922>
- Kuri, B., & Li, F. (2004). Distributed generation planning in the deregulated electricity supply industry (Vol. 2, pp. 2085–2089).
- Kuri, B., & Li, F. (2005). Distribution network planning considering generation uncertainties (pp. 115–119).
- Li, K. K., Chen, G. J., Chung, T. S., & Tang, G. Q. (2004). Distribution planning using a rule-based expert system approach (Vol. 2, pp. 814–819).
- Marín, J. D., Carvajal, S. X., & Arango, A. (2014). Discussion of the implementation in Colombia ancillary service island. *Energética*, 9833.
- Mendoza, J. E., López, M. E., Fingerhuth, S. C., Peña, H. E., & Salinas, C. A. (2013). Low voltage distribution planning considering micro distributed generation, 103, 233–240. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.05.020>
- MINAE. (2015). *Plan Nacional de Energía 2015-2030*.
- Miranda, V., Ranito, J. V., & Proenca, L. M. (1994). Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4), 1927–1933. <https://doi.org/10.1109/59.331452>
- MPUC. (2016). Integrated Distribution Planning. *ICF INTERNACIONAL*, (August). Retrieved from <http://www.solarcity.com/company/distributed-energy-resources%5Cnhttp://www.greentechmedia.com/articles/read/solarcity-to-californias-grid-tap-the-distributed-energy-thats-there-first>

- Najafi, S., Hosseinian, S. H., Abedi, M., Vahidnia, A., & Abachezadeh, S. (2009). A framework for optimal planning in large distribution networks, *24*(2), 1019–1028. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016052>
- Narváez, P. A., López Lezama, J. M., & Velilla, E. (2015). Ubicación de Generación Distribuida para Minimización de Pérdidas Usando un Algoritmo Genético Híbrido. *Información Tecnológica*, *26*(3), 123–132. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642015000300016>
- Navarro, A., & Rudnick, H. (2009). Large-scale distribution planning - Part I: Simultaneous network and transformer optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, *24*(2), 744–751. JOUR. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016593>
- Nazar, M. S., & Haghifam, M. R. (2009). Multiobjective electric distribution system expansion planning using hybrid energy hub concept, *79*(6), 899–911. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.12.002>
- Nordgård, D. E., Istad, M. K., Solvang, T. B., Catrinu, M. D., Aleixo, L., & Kjølle, G. H. (2011). Methodology for planning of distributed generation in weak grids. In *2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society*, *POWERTECH 2011*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2011.6019271>
- Oskuee, M. R. J., Babazadeh, E., Najafi-Ravadanegh, S., & Pourmahmoud, J. (2016). Multi-stage planning of distribution networks with application of multi-objective algorithm accompanied by DEA considering economical, environmental and technical improvements, *25*(4). <https://doi.org/10.1142/S0218126616500250>
- Ouyang, W., Cheng, H., Zhang, X., & Yao, L. (2010). Distribution network planning method considering distributed generation for peak cutting, *51*(12), 2394–2401. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.05.003>
- PLE Universidad Icesi. (2014). Smart Grid: Generación distribuida y bidireccional. Retrieved September 29, 2017, from <https://icesismartgrid.wordpress.com/2014/04/20/smart-grid-generacion->

distribuida-y-bidireccional/

- Ponnaivaikko, N., Rao, K. S. P., & Venkata, S. S. (1987). Distribution System Planning through a Quadratic Mixed Integer Programming Approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2(4), 1157–1163. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.1987.4308237>
- Ramirez-Rosado, I. J., & Gonen, T. (1991). Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(1), 245–254. <https://doi.org/10.1109/59.131069>
- Rau, N. S., & Yih-Heui Wan. (1994). Optimum location of resources in distributed planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4), 2014–2020. <https://doi.org/10.1109/59.331463>
- Ravadanegh, S. N., & Tabatabaei, N. M. (2012). Advances in optimally operating, expanding and planning distribution systems (pp. 3–51). Nova Science Publishers, Inc.
- Ravadanegh, S. N., Vahidnia, A., & Hatami, H. (2010). On optimal design and expansion of electrical power distribution systems, 19(1), 45–58. <https://doi.org/10.1142/S0218126610005962>
- Salamat Sharif, S., Salama, M. M. A., & Vannelli, A. (1994). Optimal model for future expansion of radial distribution networks using mixed integer programming (Vol. 1, pp. 152–155). IEEE.
- Saraiva, J. T., Miranda, V., & Pinto, L. M. V. G. (1994). Impact on some planning decisions from a fuzzy modelling of power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(2), 819–825. <https://doi.org/10.1109/59.317634>
- Secretaría de energía Eléctrica. (1992). DECRETO PEN N° 1398/92. Retrieved August 2, 2017, from <http://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAneriorIzquierda/Normativa/procedimientos.aspx>
- SENER. (2016). Reporte Avance Energías Limpias Primer Semestre 2016.
- Soroudi, A. R., & Ehsan, M. (2010). Multi-objective planning model for integration

- of distributed generations in deregulated power systems, *34*(3), 307–324.
- Sun, D., Farris, D., Cote, P., Shoults, R., & Chen, M. (1982). Optimal Distribution Substation and Primary Feeder Planning VIA the Fixed Charge Network Formulation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101*(3), 602–609. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317273>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2017). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia*.
- Tang, Y. (1996). Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. *IEEE Transactions on Power Systems, 11*(1), 181–189. <https://doi.org/10.1109/59.486711>
- Temraz, H. K., & Salama, M. M. A. (1998). A comprehensive long-term power distribution system expansion planning model, *23*(4), 152–153.
- Thompson, G. L., & Wall, D. L. (1981). A Branch and Bound Model for Choosing Optimal Substation Locations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-100*(5), 2683–2688. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316784>
- Trebolle, D., & Gómez, T. (2010). Reliability options in distribution planning using distributed generation, *8*(5), 557–564. <https://doi.org/10.1109/TLA.2010.5623509>
- UPME. (2015). Plan energético nacional Colombia: Ideario energético 2050. Retrieved from http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf
- UPME. (2016a). *Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano*. Retrieved from http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2016/Segui_variables_nov_2016.pdf
- UPME. (2016b). *Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (Componente 1). Smart Grids Colombia Visión 2030* (Vol. Parte 2).
- UPME. (2016c). *Parte I Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia. Smart Grids Colombia Visión 2030*.

- UPME. (2016d). Parte IV Anexo 1. Características del entorno eléctrico. *Smart Grids Colombia Visión 2030*, 22. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Estudios/2016/SmartGrids2030/4_Parte4_Anexo1_Proyecto_SmartGrids.pdf
- Villa Giraldo, A. M. (2015). Análisis control de tensión en una red de distribución, operando de manera aislada, 33.
- Viral, R., & Khatod, D. K. (2012, September). Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.020>
- Wall, D. L., Thompson, G. L., & Northcote-Green, J. e. d. (1979). An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(3), 1061–1068. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319269>
- Wang, D. T.-C., Ochoa, L. F., & Harrison, G. P. (2010). DG Impact on Investment Deferral: Network Planning and Security of Supply. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 1134–1141. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036361>
- Wong, S., Bhattacharya, K., & Fuller, J. D. (2009). Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment, 3(12), 1061–1078. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2008.0553>
- XM S.A. E.S.P. (2016). Informe integrado 2016, 309. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- XM S.A. E.S.P. (2016a). Boletín de XM para los agentes del sector eléctrico. Retrieved November 5, 2016, from <http://www.xm.com.co/EnMovimiento/Pages/Sostenibilidad.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2016b). Informe de Operación del SIN y Administración del mercado Demanda de electricidad. Retrieved from <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/3-1-Demanda-de-energia-nacional.aspx>

- XM S.A. E.S.P. (2016c). Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2015, 277.
- XM S.A. E.S.P. (2017a). Generación Total.
- XM S.A. E.S.P. (2017b). Glosario XM. Retrieved February 27, 2017, from <http://www.xm.com.co/Pages/GlosarioXM.aspx>
- Yang, W. R., Wu, H. Y., Li, L. B., & Wang, H. J. (2010). Planning of distribution network with DG based on artificial fish swarm algorithm, *38*(21), 156–161.
- Zhang, L., Tang, W., Liu, Y., & Lv, T. (2015). Multiobjective optimization and decision-making for DG planning considering benefits between distribution company and DGs owner, *73*, 465–474. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.05.019>
- Zhong, X., & Zhang, K. (2010). Economic incentives for distribution network optimization with distributed generation. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2010.5448805>
- Ziari, I., Ledwich, G., & Ghosh, A. (2011). Optimal integrated planning of MV-LV distribution systems using DPSO, *81*(10), 1905–1914. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.05.015>
- Ziari, I., Ledwich, G., Ghosh, A., & Platt, G. (2011). Planning of distribution networks in presence of Distributed Generators and cross-connections (pp. 3719–3724). <https://doi.org/10.1109/IECON.2011.6119914>
- Ziari, I., Ledwich, G., Ghosh, A., & Platt, G. (2012). Integrated distribution systems planning to improve reliability under load growth, *27*(2), 757–765. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2176964>
- Zou, K., Agalgaonkar, A. P., Muttaqi, K. M., & Perera, S. (2012). Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties, *3*(1), 112–123. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2166281>