



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Planificación de redes eléctricas de distribución incluyendo generación distribuida, almacenamiento de energía y gestión de la demanda (DSM Y DR)"

Jorge Alexander Alarcón Villamil

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia

2022

Planificación de redes eléctricas de distribución incluyendo generación distribuida, almacenamiento de energía y gestión de la demanda (DSM Y DR)"

Jorge Alexander Alarcón Villamil

Tesis o trabajo de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:
Doctor en Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Ph.D., Sergio Raúl Rivera Rodríguez

Codirector (a):

Ph.D., Francisco Santamaría Piedrahita

Línea de Investigación en redes eléctricas de distribución
Grupo de Investigación en compatibilidad electromagnética EMC-UN

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia

2022

(La investigación y el conocimiento que implican sacrificios y dedicación que no serían posibles sin el apoyo de aquellos que están en nuestro camino. Doy mis agradecimientos a todas aquellas personas que me han acompañado y me han dado ánimo para alcanzar esta meta, a mi esposa Claudia, a mis hijos Jorge e Isabella, a mis directores Sergio Rivera y Francisco Santamaría, y a toda mi familia. También agradezco de manera muy especial al profesor Kankar Bathacharya de la Universidad de Waterloo, Canadá por el apoyo y conocimiento que me brindó durante la pasantía de investigación que hice en Canadá. Y gracias a Dios por darme la oportunidad de vivir nuevas experiencias y alcanzar las metas propuestas junto a la gente que quiero).

Resumen

Título: Planificación de redes eléctricas de distribución incluyendo generación distribuida, almacenamiento de energía y gestión de la demanda (DSM Y DR)"

Este trabajo investiga la manera de mejorar el planeamiento de las redes eléctricas de distribución (REDis) en torno a su modernización, analizando aspectos como la integración de recursos distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía y la posible implementación de estrategias de respuesta a la demanda. El trabajo analiza los modelos matemáticos utilizados para representar cada uno de los dispositivos y estrategias indicadas anteriormente, plantea modelos para la integración de estos dispositivos en el planeamiento, y finalmente describe los procedimientos y métodos desarrollados para ejecutar el planeamiento en algunos casos de prueba.

Los modelos planteados permiten la inclusión de aspectos técnicos, ambientales y económicos en los objetivos de optimización del problema, con lo cual genera un aporte interesante para esta área de la ingeniería, porque permite la evaluación simultánea (multi-objetivo) de los tres criterios de evaluación.

Dentro de los resultados y aportes del trabajo de investigación se incluyen los modelos matemáticos desarrollados, índices para medir qué tan eficiente es el uso de los activos del sistema de distribución, y los diagramas de flujo que describen los procedimientos propuestos para el desarrollo del planeamiento. Adicionalmente se presentan resultados de los casos de estudio evaluados con las metodologías y con los índices propuestos, en los que se mide y compara cada uno de los aspectos evaluados (técnicos, económicos y ambientales) mostrando las ventajas de los métodos desarrollados, respecto de métodos propuestos por otros autores.

Los resultados permiten concluir que el uso de técnicas de optimización matemática genera buenos resultados para el problema del planeamiento, y permite la valoración simultánea de los tres criterios de evaluación. También se comprueba que las metodologías propuestas y los modelos planteados funcionan de manera adecuada para encontrar los resultados. Con los resultados obtenidos se cumple el objetivo propuesto en esta tesis de Doctorado que es: “Desarrollar e implementar un modelo multi-objetivo para el planeamiento de redes eléctricas de distribución que permita la integración simultánea de generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía con baterías y estrategias de respuesta a la demanda”.

También se cumple con los objetivos específicos propuestos que son: “Analizar el efecto que tienen las tecnologías de generación distribuida, almacenamiento con baterías y gestión de la demanda (DSM y DR) en la planificación de las redes de distribución primaria, identificando los aspectos que deben ser incluidos en la metodología a desarrollar”, “Desarrollar el modelo que representa el problema de planificación multi-objetivo incluyendo los aspectos técnicos, económicos y ambientales, y determinar la técnica de solución a utilizar”, y finalmente “Implementar el modelo de planificación desarrollado y evaluar sus resultados mediante el análisis de al menos dos de los casos de prueba usados para validar este tipo de problemas.”

Palabras clave: planeamiento de redes eléctricas, generación distribuida, sistemas de distribución, impacto ambiental, gestión de demanda, almacenamiento de energía.

Abstract

Title: Planning of power distribution networks including distributed generation, battery energy storage systems, and demand management (DSM Y DR).

This research work search new ways to improve the planning of power distribution networks, having into account aspects as the integration of DERS, BESS, and demand response strategies, into the planning models. The work analyze the mathematical models used to represent the DERS, BESS and the DR strategies previously indicated, it also propose the models to include the DER and BESS devices into the planning, and describe the methods and procedures to implement the model to solve planning some test systems.

The proposed models allow the inclusion of technical, economic and environmental aspects among the optimization objectives of the problem, which generates an important contribution to this area of engineering, because it allows the simultaneous evaluation (multi-objective) of the three optimization-criteria.

The results and contributions of this research work include the developed mathematical models, the indices used to measure how efficiently the assets on the distribution system are used, and the flow charts used to describe the procedures proposed for developing the planning. Additionally, the results of the cases study evaluated with the proposed methodologies and indices are presented, showing the advantages of the developed methods concerning other conventional methods.

The results let us obtain good results for the planning problem by using mathematical optimization techniques and allow the simultaneous evaluation of the three optimization-

criteria. It also proved that the proposed methodologies and models work adequately to get good planning results. With the obtained results, the main objective proposed in this doctoral thesis is fulfilled, which is: "Develop and implement a multi-objective model for the planning of electrical distribution networks that allows the simultaneous integration of distributed generation, energy storage systems with batteries and demand response strategies.

The proposed specific objectives, which are: "Analyze the effect of distributed generation, battery storage, and demand management (DSM and DR) technologies in the planning of primary distribution networks, identifying the aspects that should be included in the methodology to be developed", "Develop the model that represents the multi-objective planning problem including technical, economic and environmental aspects, and determine the solution technique to be used", and finally "Implement the planning model developed and evaluate its results by analyzing at least two of the test cases used to validate this type of problem", are also met.

Key words: Planning of distribution networks, distributed generation, distribution systems, environmental impact, demand side management, energy storage.

Tabla de contenido

1. MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	5
1.1 Evolución y crecimiento de las REDis	6
1.2 Modernización de los sistemas eléctricos de distribución	8
1.3 Razones o causas para la modernización de las REDis.....	8
1.4 Recursos y tecnologías que facilitan o permiten la modernización de las REDis	9
1.4.1 Generación distribuida	11
1.4.2 Sistemas de almacenamiento.....	11
1.4.3 Reconfiguración de la red	12
1.4.4 Programas de respuesta a la demanda	13
1.5 Retos a enfrentar para la modernización de las REDis	14
2. IMPORTANCIA DEL PLANEAMIENTO PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	16
2.1 Aspectos generales del planeamiento	17
2.2 Planeamiento clásico de redes de distribución	21
2.2.1 Representación matemática del problema de planeamiento	23
2.2.2 Problema de optimización	23
2.3 Clasificación y características del problema de planeamiento propuesto	27
2.3.1 Clasificación del problema según el método de solución temporal	28
2.4 Requerimientos y necesidades del planeamiento moderno	29
3. EFICIENCIA DE LA REDis Y SU EFECTO EN EL PLANEAMIENTO	31
3.1 Estado del arte en técnicas e índices para medir la eficiencia de las REDis.....	32
3.2 Diseño y planeamiento de las REDis y su relación con la curva de demanda de potencia.....	34
3.3 Eficiencia de la REDis y su relación con la curva de demanda	35
3.4 Aprovechamiento de la capacidad instalada de la REDis	36

3.4.1	Cálculo de la eficiencia en el uso de los alimentadores.....	37
3.4.2	Cálculo del índice de aprovechamiento del alimentador.....	38
3.4.3	Cálculo del índice de aprovechamiento de REDis.....	38
3.5	Validación del índice de aprovechamiento de la red.....	39
3.5.1	Sistema de prueba usado para la validación conceptual.....	40
3.5.2	Escenarios propuestos.....	41
3.5.3	Análisis de resultados.....	46
3.6	Índice de aprovechamiento de la REDis y su relación con el planeamiento.....	46
3.6.1	Características del sistema de prueba usado para desarrollar el caso de planeamiento.....	48
3.6.2	Resultados de los casos de estudio planteados.....	49
3.6.3	Costos totales del planeamiento.....	50
4.	INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PLANEAMIENTO.....	53
4.1	Estado del arte del planeamiento de REDis con integración de GD.....	54
4.2	Modelamiento de los sistemas de generación distribuida.....	58
4.3	Representación matemática de GD en el problema de planeamiento.....	58
4.3.1	Modelos usados para integrar generación distribuida en el problema de planeamiento.....	59
4.3.2	Implementación del modelo de despacho económico en el planeamiento.....	61
4.3.3	Emisiones de CO2 producidas por el funcionamiento de las plantas de generación.....	64
4.3.4	Función de costos por compra de energía en el mercado eléctrico.....	65
4.3.5	Modelo de planeamiento con integración de DGs.....	67
4.4	Implementación del modelo de planeamiento con integración de generación distribuida.....	75
4.4.1	Características del sistema de prueba.....	75
4.4.2	Información requerida para el problema de planeamiento.....	76
4.5	Comparación de resultados de planeamiento con GD y el despacho de energía	79
4.5.1	Resultados generales del planeamiento.....	79
4.5.2	Localización y dimensionamiento de la GD y los BC.....	81
4.5.3	Impacto de la GD en el despacho de energía.....	83
4.5.4	Efecto de la GD en el voltaje de la red.....	85
4.5.5	Análisis de resultados.....	86

5. INTEGRACIÓN DE BESS Y ESTRATEGIAS DE RESPUESTA A LA DEMANDA .	88
5.1 Estado del arte del planeamiento de REDis con integración BESS.....	90
5.2 Modelamiento de BESS en el problema de planeamiento	92
5.3 Implementación de estrategias de respuesta a la demanda TOU en el problema de planeamiento.....	94
5.3.1 Esquema de precios implementado en la estrategia TOU.....	94
5.4 Emisiones de CO2 producidas durante el planeamiento con BESS	95
5.5 Modelo de planeamiento con integración de BESS y estrategias de respuesta a la demanda.....	95
5.6 Implementación del modelo de planeamiento con integración de BESS	102
5.6.1 Características del sistema de prueba utilizado.....	102
5.7 Comparación de resultados de planeamiento con integración de BESS y TOU	104
5.7.1 Resultados generales del planeamiento	105
5.7.2 Impacto de los BESS en el despacho de energía.....	109
5.7.3 Efecto de la GD en el voltaje de la red	110
5.7.4 Análisis de resultados	112
6. OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO DEL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO	113
6.1 Representación del modelo de planeamiento final	115
6.2 Modelo de planeamiento final, con integración de GD, BESS y TOU	116
6.3 Implementación del modelo de planeamiento con BC, GD, BESS y TOU	124
6.3.1 Características del sistema de prueba utilizado.....	125
6.3.2 Solución del modelo de planeamiento final como un modelo de optimización mono-objetivo	126
6.3.3 Solución del planeamiento final, como un problema de optimización multi-objetivo.....	135
6.3.4 Implementación del modelo de planeamiento final usando optimización multi-objetivo.....	136
7. Conclusiones	144
8. Trabajos futuros.....	146
9. Referencias	147

Lista de tablas

Tabla 1. Beneficios y riesgos de los sistemas de almacenamiento.....	12
Tabla 2. Beneficios y riesgos de los programas de respuesta a la demanda	14
Tabla 3. Condiciones de carga implementadas en el escenario 1	42
Tabla 4. Resultados del proceso de validación para el escenario 1	42
Tabla 5. Condiciones de carga implementadas en el escenario 2	43
Tabla 6. Resultados del proceso de validación para el escenario 2.....	43
Tabla 7. Demanda pico para cada nodo en el sistema de prueba de 13 nodos.....	45
Tabla 8. Resultados del proceso de validación para el escenario 3.....	45
Tabla 9. Información de las curvas de demanda usadas para cada uno de los casos de prueba implementados.....	48
Tabla 10. Información requerida para modelar el caso de planeamiento clásico.....	49
Tabla 11. Soluciones al problema de planeamiento para los casos de estudio propuestos, indicando las ampliaciones requeridas para cada caso, y el año en que se deben implementar.....	50
Tabla 12. Costos de capital por concepto de ampliaciones para cada escenario de planeamiento.....	51
Tabla 13. Costos asociados a las pérdidas totales de energía durante el planeamiento	51
Tabla 14. Costos totales del planeamiento para los cuatro escenarios evaluados	52
Tabla 15. Información técnica y financiera usada para modelar el caso de prueba en el que se implementa el modelo de planeamiento.....	77
Tabla 16. Porcentaje de participación de las diferentes tecnologías de generación en el mercado eléctrico.....	77
Tabla 17. Emisiones de CO2 producidas por las plantas de generación según el tipo de tecnología.....	78
Tabla 18. Costos nivelados de generación para cada tecnología de generación	78

Tabla 19. Costo marginal de generación para las tecnologías de generación que participan en el mercado eléctrico.....	78
Tabla 20. Resultados de los casos de planeamiento con integración de generación distribuida evaluados usando los criterios propuestos (pérdidas, emisiones y costos)....	80
Tabla 21. Cantidad total de elementos instalados en la red, en cada caso de planeamiento con integración de generación distribuida	81
Tabla 22. Localización y número de unidades instaladas para cada uno de los casos de estudio planteados con integración de generación distribuida.....	82
Tabla 23. Bloques horarios usados para implementar la estrategia de gestión de demanda TOU en el modelo de planeamiento.....	94
Tabla 24. Información técnica y financiera usada para implementar el caso de estudio	103
Tabla 25. Elementos usados para analizar el caso de planeamiento con integración de BESS.....	104
Tabla 26. Costos de referencia usados para incluir los BESS en el planeamiento	104
Tabla 27. Resultados del planeamiento con integración de TOU-BESS usando los tres criterios de evaluación propuestos (pérdidas, emisiones y costos).....	105
Tabla 28. Cantidad de elementos instalados en la red, en cada caso de planeamiento con integración de BESS.....	107
Tabla 29. Dimensionamiento y localización de BESS y bancos de compensación al hacer planeamiento con cada criterio de optimización de manera independiente	108
Tabla 30. Información técnica y financiera usada para implementar el caso de estudio	125
Tabla 31. Resultados de los casos de planeamiento con integración simultanea de generación distribuida, BESS y programas de respuesta a la demanda	127
Tabla 32. Cantidad de elementos instalados en la red para cada caso de planeamiento con integración simultánea de generación distribuida, BES y estrategias de gestión de demanda	129
Tabla 33. Dimensionamiento y localización de los dispositivos a instalar al realizar el planeamiento con cada criterio de optimización de manera independiente	130
Tabla 34. Soluciones encontradas cuando se minimiza cada objetivo de forma independiente (como un problema mono-objetivo)	137
Tabla 35. Valores máximos y mínimos que toman las variables al usar cada criterio de optimización de forma independiente.....	137
Tabla 36. Valores máximos y mínimos que puede tomar la función de costos en el problema multi-objetivo, para cada uno de los 5 rangos planteados.....	137

Tabla 37. Valores máximos y mínimos que puede tomar la función de emisiones de CO2 en el problema multi-objetivo, para cada uno de los 5 rangos planteados..... 138

Tabla 38. Resultados obtenidos al minimizar la función de pérdidas en cada una de las subregiones determinadas la Tabla 37..... 139

Lista de figuras

Figura 2-1. Ciclo de desarrollo de las actividades de planeamiento de redes eléctricas de distribución (fuente propia)	20
Figura 2-2. Actividades que se evalúan para solucionar un problema de planeamiento de redes eléctricas de distribución (fuente propia)	22
Figura 3-1. Curvas de demanda para usuarios residencial y comercial. a) Demanda representada mediante curva horaria para un día típico. b) Demanda representada mediante curvas de duración de carga. Fuente CIGRE	34
Figura 3-2. (a) Cálculo de la capacidad instalada de la red teniendo en cuenta la demanda pico estimada y el factor de reserva usados para el diseño de la red. (b) Capacidad instalada de la red en relación con la capacidad aprovechada durante un día típico, teniendo en cuenta el efecto de la curva de demanda (fuente propia)	36
Figura 3-3. Sistema de prueba IEEE de 13 nodos modificado, usado para validación de los coeficientes de aprovechamiento de la red [85]	40
Figura 3-4. Sistema de prueba IEEE 33 nodos utilizado para desarrollar el caso de planeamiento clásico y analizar el índice de aprovechamiento de la red	48
Figura 4-1. Perfiles de generación para plantas renovables no convencionales. a) Perfil de generación normalizado para planta fotovoltaica. b) Perfil de generación normalizado para planta eólica (fuente propia)	59
Figura 4-2. Sistema de prueba IEEE de 15 nodos utilizado para evaluar el modelo de planeamiento propuesto.....	76
4-3. Potencia despachada durante la hora de demanda pico por cada tipo de generación que participa en el mercado. Variación del comportamiento durante los 10 años del planeamiento (fuente propia).....	84
Figura 4-4. Perfiles de voltaje de la red eléctrica obtenidos para los 10 años de planeamiento, con los tres casos de estudio propuestos (fuente propia)	85

Figura 5-1. Energía despachada durante la hora de demanda pico por cada tipo de planta de generación que participa en el mercado. Variación del comportamiento durante los 10 años del planeamiento (fuente propia)	109
Figura 5-2. Perfiles de voltaje de la red eléctrica obtenidos para los 10 años de planeamiento, con los tres casos de estudio propuestos (fuente propia).....	111
Figura 6-1. Energía despachada durante la hora de demanda pico por cada tipo de planta de generación que participa en el mercado, 7 años del planeamiento (fuente propia) ..	131
Figura 6-2. Perfiles de voltaje de la red eléctrica obtenidos para los 5 años de planeamiento usando el modelo de planeamiento completo (fuente propia)	133
Figura 6-3. Frentes de Pareto encontrados para cada uno de los rangos indicados en la Tabla 36.	140
Figura 6-4. Frente de Pareto que genera el conjunto de soluciones encontradas para el problema de planeamiento multi-objetivo (fuente propia)	141

Lista de acrónimos

BESS	Sistemas de almacenamiento con baterías (Battery energy storage systems)
CDC	Curva de duración de carga
DER	Recursos energéticos distribuidos (Distributed energy resources)
DG	Generación distribuida (Distributed generation)
DSM	Gestión de demanda (Demand Side Management)
GAMS	General Algebraic Modeling System
REDis	Redes eléctricas de distribución
VPN	Valor presente neto

Nomenclatura

Índices

Símbolo	Descripción
i, j	Índices para identificar los nodos del sistema
i_b	Sub-conjunto de nodos donde se pueden instalad BESS
i_{dg}	Sub-conjunto de nodos donde se pueden instalar DGs
h	Índice para identificar la hora correspondiente
y	Índice para identificar el año del planeamiento

Variables

Símbolo	Descripción
$BESS_{y,ib}^{tot}$	Total de unidades BESS instaladas desde el año 0 hasta el año y en el nodo i
$Bn_{y,i}^{BC}$	Variable binaria, indica si se instalan bancos de compensación en el nodo i, el año y
$Bn_{y,i,j}^{Fd.New}$	Variable binaria, indica si se amplía o no el alimentador i-j, en el año y
$Bn_y^{SS.Upg}$	Variable binaria para seleccionar la capacidad en que se amplía la subestación teniendo las opciones posibles
Bn_{ib}^{chr}	Variable binaria usada para habilitar modo carga de los BESS
Bn_{ib}^{dsc}	Variable binaria usada para habilitar modo descarga de los BESS
$CCap^{BC}$	Costos de inversión requeridos para instalar bancos de compensación, VPN en US\$
$CCap^{BESS}$	Costos de inversión requeridos para instalar BESS, VPN en US\$
$CCap^{DG.gas}$	Costos de inversión requeridos para instalar generación distribuida a gas, VPN en US\$
$CCap^{DG.pv}$	Costos de inversión requeridos para instalar plantas de generación distribuida fotovoltaica, VPN en US\$
$CCap^{DG.wnd}$	Costos de inversión requeridos para instalar plantas de generación distribuida eólica, VPN en US\$
$CCap^{Fdr.New}$	Costos de inversión requeridos para ampliación de los alimentadores, VPN en US\$
$CCap^{SS.Upg}$	Costos de inversión requeridos para ampliación de la subestación, VPN en US\$

$CDsp$	Costo total del despacho de energía obtenido con el modelo de despacho por costo marginal
$Chrg^{rate}$	Tasa de carga de los sistemas de almacenamiento BESS (%)
$CO2Em^{DG}$	Emisiones totales producidas por las plantas de generación distribuida durante todo el planeamiento (Ton)
$CO2^{DG.gas}$	Emisiones totales de CO2 producidas por las plantas DG a gas (Ton)
$CO2Em^{SS}$	Emisiones totales de CO2 producidas por las plantas de generación que despachan en el mercado eléctrico (Ton)
$CO2TotEm$	Emisiones totales de CO2 (Ton)
$DG_{y,idg}^{DG.gas}$	Total de unidades DG a gas instaladas desde el año 0 hasta el año y, en el nodo i
$DG_{y,idg}^{DG.pv}$	Total de unidades DG fotovoltaicas instaladas desde el año 0 hasta el año y, en el nodo i
$DG_{y,idg}^{DG.wnd}$	Total de unidades DG eólicas instaladas desde el año 0 hasta el año y, en el nodo i
$Dsch^{rate}$	Tasa de descarga de los sistemas de almacenamiento BESS (%)
$EngCst$	Costos totales de la energía consumida por la red durante todo el planeamiento, VPN en US\$
$N_{y,i}^{BC}$	Variable entera que indica la cantidad de bancos de compensación instalados el año y, en el nodo i
$N_{y,ib}^{BESS}$	Variable entera que indica la cantidad de BESS instaladas el año y, en el nodo i
$N_{y,idg}^{DG.gas}$	Variable entera que indica la cantidad de unidades DG a gas instaladas el año y, en el nodo i
$N_{y,idg}^{DG.pv}$	Variable entera que indica la cantidad de unidades DG fotovoltaicas instaladas el año y, en el nodo i
$N_{y,idg}^{DG.wnd}$	Variable entera que indica la cantidad de unidades DG eólicas instaladas el año y, en el nodo i
$O\&M$	Costos totales de operación y mantenimiento de la REDis, VPN en US\$
$O\&M^{BC}$	Costos de operación y mantenimiento para bancos de compensación, VPN en US\$
$O\&M^{BESS}$	Costos de operación y mantenimiento para BESS, VPN en US\$
$O\&M^{DG.gas}$	Costos de operación y mantenimiento para DG a gas, VPN en US\$
$O\&M^{DG.pv}$	Costos de operación y mantenimiento para DG fotovoltaica, VPN en US\$
$O\&M^{DG.wnd}$	Costos de operación y mantenimiento para operación de DG eólica, VPN en US\$
$O\&M^{Fdr}$	Costos de operación y mantenimiento para alimentadores, VPN en US\$
$O\&M^{SS}$	Costos de operación y mantenimiento para la subestación, VPN en US\$
$PChrg_{y,ht,ib}$	Potencia que absorben los BESS en modo carga en el nodo i, la hora h del año y (kW)
$PDsch_{y,ht,ib}$	Potencia entregada por los BESS en modo descarga en el nodo i, la hora h del año y (kW)
$Pg_{y,ht,ib}^{bess}$	Potencia neta entregada por BESS en el nodo i, la hora h del año y (kW)
$Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas}$	Potencia activa generada por DG a gas en el nodo i, la hora h del año y (kW)
$Pdg_{y,h,idg}^{DG.pv}$	Potencia activa generada por DG fotovoltaica en el nodo i, la hora h del año y (kW)
$Pdg_{y,h,idg}^{DG.wnd}$	Potencia activa generada por DG eólica en el nodo i, la hora h del año y (kW)

$Pg_{y,h}^{SS}$	Potencia activa que entrega la subestación a la REDis la hora h del año y (kW)
$Pg_{y,h}^{SS.Hidro}$	Potencia activa entregada por las plantas hidroeléctricas que despachan en el mercado eléctrico, la hora h del año y
$Pg_{y,h}^{SS.Carb}$	Potencia activa entregada por las plantas a carbón que despachan en el mercado eléctrico, la hora h del año y
$Pg_{y,h}^{SS.gas}$	Potencia activa entregada por las plantas a gas que despachan en el mercado eléctrico, la hora h del año y
$Pg_{y,h}^{SS.Dies}$	Potencia activa entregada por las plantas diésel que despachan en el mercado eléctrico, la hora h del año y
$Q_{y,h,i}^{BC}$	Potencia reactiva entregada por los bancos de compensación en el nodo i, la hora h del año y (kVAR)
$Qg_{y,h}^{SS}$	Potencia reactiva entregada por la subestación eléctrica, la hora h del año y (kVAR)
$SOC_{y,ib}^{min}$	Nivel mínimo de carga que pueden tener los BESS (%)
$SOC_{y,ib}^{max}$	Máximo nivel de carga que puedan alcanzar los BESS
$TLoss$	Pérdidas totales de energía durante el planeamiento (kWh)
$TotCost$	Costo total del problema de planeamiento, VPN en US\$
Upg_y^{SS}	Ampliaciones realizadas a la subestación en el año y
$V_{y,h,i}$	Magnitud de voltaje en el nodo i, la hora h del año y (p.u)
$V_{y,h,j}$	Magnitud de voltaje en el nodo j, la hora h del año y (p.u)
$Z_{y,i,j}^{Fd.New}$	Capacidad que debe tener la ampliación del alimentador i-j, durante el año y (kVA)
$Z_y^{SS.Upg}$	Capacidad de potencia que debe tener la ampliación de la subestación, el año y (kVA)
$\theta_{i,j}$	Ángulo de potencia del alimentador i-j
$\delta_{y,h,i}$	Ángulo de voltaje en el nodo i, la hora h del año y
$\delta_{y,h,j}$	Ángulo de voltaje en el nodo j, la hora h del año y

Parámetros

Símbolo	Descripción
$Cap_{i,j}^{Fdr0}$	Capacidad instalada de los alimentadores existentes en el año 0 (kVA)
Cap^{SS}	Capacidad instalada de la subestación en el año 0 (kVA)
Cap^{BC}	Capacidad nominal de cada banco de compensación (kVAR)
Cap^{BESS}	Capacidad nominal de cada banco de almacenamiento BESS (kWh)
$Cap^{DG.gas}$	Capacidad nominal de cada DG a gas (kW)
$Cap^{DG.pv}$	Capacidad nominal de cada GD fotovoltaica (kW)
$Cap^{DG.wnd}$	Capacidad nominal de GD eólica (kW)
$CO2^{Carb}$	Cantidad de emisiones de CO2 producidas por plantas de generación a carbón lb/kWh
$CO2^{Gas}$	Cantidad de emisiones de CO2 producidas por plantas de generación a gas lb/kWh
$CO2^{Dies}$	Cantidad de emisiones de CO2 producidas por plantas de generación diésel lb/kWh
Cfx^{BESS}	Costos fijos de operación para BESS \$US

Cfx^{BC}	Costos fijos de operación para bancos de compensación US\$/kVAR
$Cfx^{DG.gas}$	Costos fijos de operación para DG a gas US\$/kW
$Cfx^{DG.pv}$	Costos fijos de operación para DG fotovoltaica US\$/kW
$Cfx^{DG.wnd}$	Costos fijos de operación para DG eólica US\$/kW
Cfx^{Fdr}	Costos fijos de operación para alimentadores US\$ Km/MVA
Cfx^{SS}	Costos fijos de operación para la subestación US\$/kVA
CHR_{ib}^{min}	Tasa máxima de carga de los BESS kVA/hora
CHR_{ib}^{max}	Tasa mínima de carga de los BESS kVA/hora
$Cmg^{SS.Carb}$	Costo marginal de generación para plantas a carbón que despachan en el mercado eléctrico US\$/kWh
$Cmg^{SS.Dies}$	Costo marginal de generación para plantas diésel que despachan en el mercado US\$/kWh
$Cmg^{SS.Gas}$	Costo marginal de generación para plantas a gas que despachan en el mercado eléctrico US\$/kWh
$Cmg^{SS.Hidro}$	Costo marginal de generación para plantas hidroeléctricas que despachan en el mercado eléctrico US\$/kWh
$Cs^{Fd.New}$	Precio unitario por kVA*kilómetro instalado de alimentadores en US\$/Km
$Cs^{SS.Upg}$	Precio unitario de la subestación eléctrica en el año 0 en US\$/kVA
Cs^{BC}	Precio unitario bancos de compensación en el año 0 US\$/kVAR instalado
$Cs^{DG.gas}$	Precio unitario de DG a gas en el año 0 US\$/kW instalado
$Cs^{DG.pv}$	Precio unitario de DG fotovoltaica en el año 0 US\$/kW instalado
$Cs^{DG.wnd}$	Precio unitario de DG eólica en el año 0 US\$/kW instalado
$Cvar^{BESS}$	Costos variables de operación para BESS US\$/kW
$Cvar^{DG.gas}$	Costos variables de operación para DG a gas US\$/kW
$Cvar^{DG.pv}$	Costos variables de operación para DG fotovoltaica US\$/kW
$Cvar^{DG.wnd}$	Costos variables de operación para DG eólica US\$/kW
$Cvar^{SS}$	Costos variables de operación para la subestación US\$/kVA
Eff^{dsc}	Eficiencia del sistema de descarga de los BESS (%)
Eff^{ch}	Eficiencia del sistema de carga de los BESS (%)
Ime	Incremento anual de precios de maquinaria y equipos $Ime = (1 + 0.05) = 1.05$
Icp_y	Incremento anual del precio de la energía $Icp_y = (1 + 0.02) = 1.02$
Lss^{Tns}	Factor de pérdidas de energía en el sistema de transmisión
$LCOE^{DG.gas}$	Costos nivelados de generación para DG a gas
$MaxCapital$	Capital máximo que puede ser usado para el planeamiento
$MkP_{y,h}$	Precio de la energía en el mercado eléctrico US\$/kWh
$Nmax^{BESS}$	Cantidad máxima de BESS que pueden ser instaladas durante el planeamiento
$Nmax^{DG.gas}$	Cantidad máxima de unidades DG a gas que se pueden instalar durante el planeamiento
$Nmax^{DG.pv}$	Cantidad máxima de unidades de DG fotovoltaicas que se pueden instalar durante el planeamiento
$Nmax^{DG.wnd}$	Cantidad máxima de unidades DG eólicas que se pueden instalar durante el planeamiento

$PD_{y,h,i}$	Potencia activa demandada en el nodo i, la hora h, del año y (kW)
PD_y^{peak}	Demanda de potencia pico, en el año y (kW)
$PMax_y^{Mrk}$	Capacidad máxima de energía que puede ser despachada en el mercado, año a año
$Prp^{SS.Carb}$	Participación de la tecnología de generación a carbón en el despacho, en relación con la máxima capacidad del despacho (%)
$Prp^{SS.Dies}$	Participación de la tecnología de generación diésel en el despacho, en relación con la máxima capacidad del despacho (%)
$Prp^{SS.Gas}$	Participación de la tecnología de generación a gas en el despacho, en relación con la máxima capacidad del despacho (%)
$Prp^{SS.Hidro}$	Participación de la tecnología de generación hidroeléctrica en el despacho, en relación con la máxima capacidad del despacho (%)
Q_i^{BCO}	Capacidad instalada de los bancos de compensación existentes en el año 0 (kVAR)
$QD_{y,h,i}$	Potencia reactiva demandada en el nodo i, la hora h del año y (KVAR)
Rsv	Factor de reserva del sistema de generación para atender condiciones de demanda no previstas (%)
SOC^{MAX}	Capacidad máxima de unidades de almacenamiento de los BESS
V_{min}	Voltaje mínimo de operación de la red (p.u.)
V_{max}	Voltaje máximo de operación de la red (p.u.)
$Y_{i,j}$	Matriz de admitancias de la red de distribución
$Z_{i,j}^{Fdr0}$	Capacidad inicial de los alimentadores que componen la red en el año 0 (kVA)
Z_{inic}^{SS0}	Capacidad inicial de la subestación en el año 0 (kVA)
$Z^{SS.Upg}$	Tamaño de las posibles ampliaciones que se pueden hacer en la subestación (KVA)
$Z_{i,j}^{Fdr.New}$	Tamaño de las posibles ampliaciones que se pueden hacer a los alimentador i-j (kVA)
θ^{Fdr}	Ángulo de impedancia para los alimentadores
θ^{SS}	Angulo de potencia de la subestación
$\eta_{y,h,i,j}^{Fdr}$	Eficiencia de alimentador i-j, en la hora h del año y

Introducción

Las redes eléctricas de distribución (REDis) crecen continuamente debido a la expansión de las ciudades y las zonas de cobertura del servicio eléctrico, al incremento en el número de usuarios conectados a la red, y al aumento de la demanda de potencia eléctrica. En los últimos años, el crecimiento del sistema eléctrico y la demanda de energía ha sido mayor al que se había presentado anteriormente, a tal punto que hay lugares en los que se producen condiciones de sobrecarga en alimentadores, subestaciones y transformadores. Estas situaciones se pueden presentar porque no se hizo un planeamiento adecuado, porque la demanda sobrepasa los valores previstos, por lo tanto se deben encontrar soluciones para manejar dichas condiciones de congestión en la red [1], [2]. Esto sucede porque, si bien la ampliación de la red se hace de manera continua, en algunas ocasiones no se hace una adecuada planeación o porque hay restricciones de capital que evitan la implementación de soluciones sostenibles y efectivas en el mediano o largo plazo.

El planeamiento es necesario para garantizar la actualización continua y el buen funcionamiento de las redes eléctricas de distribución (REDis). Permite identificar las necesidades de la red en el corto, mediano y largo plazo, en aspectos como aumento de la capacidad, ampliación de cobertura, identificación de requerimientos de infraestructura necesarios para mantener la operación de la red y garantizar el suministro de energía eléctrica al usuario final con los niveles de calidad y confiabilidad requeridos. Algunos de los aspectos que se deben considerar en las actividades de planeamiento son: el horizonte de planeamiento (largo, mediano o corto plazo), el crecimiento estimado de la potencia durante el horizonte de tiempo, la ampliación y expansión esperada para las redes, y una estimación del número de usuarios que podrían estar conectados en las nuevas zonas de cobertura del sistema de distribución.

Anteriormente el planeamiento se realizaba para identificar y solucionar aspectos como: ampliación de la capacidad instalada de las subestaciones, ampliación de capacidad de alimentadores existentes, identificar la necesidad de construir nuevas subestaciones, la

necesidad de construir nuevos alimentadores, y también identificar la necesidad de instalar bancos de compensación de potencia reactiva en el sistema eléctrico. En la actualidad estos elementos no son suficientes para garantizar el funcionamiento de la red en condiciones adecuadas, más aún en un proceso de modernización como el que se está dando en la actualidad. Por lo tanto, los nuevos retos implican mejorar las metodologías y estrategias usadas para integrar nuevos elementos a la red, garantizar su funcionamiento de manera simultánea con los equipos que ya existen y lograr un mayor aprovechamiento de la red eléctrica de distribución. Algunos de los aspectos que pueden ayudar a este proceso de modernización son: el uso de fuentes de generación distribuida, el uso de sistemas de almacenamiento de energía, la reconfiguración de la red, reducir los niveles de emisiones contaminantes producidas, y la implementación de estrategias de gestión de demanda y de respuesta a la demanda. Todos estos cambios implican retos para lograr soluciones de planeamiento cada vez más complejas y efectivas, que además sean viables financieramente y sostenibles medioambientalmente. Estas son solo algunas de las razones por las que se requiere seguir investigando en las REDis, desarrollando nuevos modelos e indicadores, analizando el impacto combinado de los diferentes elementos en el sistema, evaluando y proponiendo nuevas estrategias para la operación de la red y, también, desarrollando nuevas herramientas, metodologías y estrategias para el planeamiento.

Las metodologías de planeamiento han dejado de enfocarse exclusivamente en minimización de costos y/o minimización de pérdidas para empezar incluir nuevos aspectos como la integración de fuentes de generación distribuida convencionales y las renovables no convencionales, como sucede con la generación eólica y fotovoltaica. Antiguamente los procedimientos para obtener las soluciones de planeamiento se basaban en la experiencia del planeador, que era indispensable para identificar posibles soluciones que posteriormente se validaban mediante cálculos numéricos o simulaciones de flujos de potencia. En esos momentos, las herramientas y las soluciones funcionaban porque las redes no eran tan complejas como lo son hoy en día.

En la actualidad, el planeamiento implica el uso de herramientas computacionales de alto nivel para obtener las soluciones más adecuadas luego de un proceso de optimización que arroja como resultado las soluciones de planeamiento que mejor se ajustan a las restricciones del problema y a la función objetivo. Gran parte de estos cambios se han

generado por las necesidades de modernización de las REDis y la posibilidad de integrar nuevos elementos como generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía, y por la implementación de estrategias de gestión de demanda para mejorar la forma en que se aprovecha la capacidad instalada de las redes y demás activos del sistema de distribución. Lo descrito anteriormente implica aprovechar la capacidad instalada del sistema de distribución de una manera más eficiente.

Los aspectos indicados anteriormente motivaron este proyecto de investigación, que plantea nuevos índices para medir la forma en que se aprovecha la capacidad instalada de la red eléctrica de distribución, plantea nuevas estrategias para realizar el planeamiento, plantea nuevas metodologías para el cálculo de las soluciones y plantea cambios en las metodologías de planeamiento tradicionales de manera que permitan la integración de diferentes tecnologías de generación distribuida, sistemas de almacenamiento con baterías y programas de gestión de demanda. Adicionalmente los cambios propuestos permiten evaluar el impacto ambiental e incluirlo como uno de los criterios de decisión para la selección de las soluciones del problema.

Este documento de tesis se organiza de la siguiente manera: el capítulo 1 presenta los aspectos generales de las REDis y su proceso de modernización, así como los retos que implica dicha modernización, para el funcionamiento y la operación las redes eléctricas de distribución. En el capítulo 2 se presenta una descripción de las actividades de planeamiento y las diferentes etapas del proceso, así como las estrategias y metodologías usadas para la modernización, discriminando aspectos como restricciones, funciones objetivo, métodos de cálculo y metodologías de planeamiento. En el capítulo 3 se desarrolla un índice para medir la eficiencia de la red eléctrica de distribución, el cual se implementa y evalúa en un caso de planeamiento clásico multi-etapa. En el capítulo cuatro se desarrolla e implementa un modelo algebraico de planeamiento que permite la integración simultánea de fuentes de generación distribuida (despachable y no despachable), en el que además se incluye el modelo de despacho económico por costo marginal. Este modelo se evalúa usando tres criterios de optimización diferentes (técnicos, económicos y ambientales), analizando el efecto de cada uno de estos en la solución de planeamiento encontrada. En el capítulo 5 se desarrolla un modelo que permite la integración de sistemas de almacenamiento con baterías (Battery energy storage systems BESS) y que aprovecha los beneficios que ofrecen las estrategias de gestión de demanda

para mejorar las condiciones de operación de la REDis. Finalmente, el capítulo 6 presenta el modelo de planeamiento completo, que permite la integración de fuentes de generación distribuida, sistemas de almacenamiento BESS y estrategias de gestión de demanda, y analiza los resultados del planeamiento cuando se optimiza usando cada uno de los tres criterios de optimización indicados. En este capítulo también se presentan y analizan los resultados obtenidos cuando se usa una estrategia de optimización multi-objetivo. El capítulo seis, plantea los modelos necesarios para incluir los sistemas de almacenamiento en el planeamiento teniendo en cuenta los costos ambientales, técnicos y financieros.

1. MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución está compuesto por una gran cantidad de elementos como subestaciones, transformadores de media y baja tensión, líneas de media tensión (sistemas de distribución primario), alimentadores de media y baja tensión (sistema de distribución secundario), dispositivos de protección (seccionadores, interruptores y fusibles), sistemas de mando y control (PLC's y relés de protección), sistemas de comunicación, y también dispositivos que permiten el monitoreo y control del sistema.

El sistema en sí mismo es la suma de un gran número de redes eléctricas de distribución que pueden trabajar en conjunto o de manera independiente en algunos casos, y que permiten el suministro de la energía eléctrica desde los sistemas de transmisión de potencia hasta el usuario final.

Por su parte, las REDis se pueden dividir en redes de distribución primaria y redes de distribución secundaria [3], [4]. Las redes de distribución primaria son la columna vertebral del sistema de distribución y operan con niveles de tensión que van de 11.4 kV hasta 115 kV, con topologías que pueden ser en anillo, enmalladas o radiales. Las redes de distribución secundaria se encargan de interconectar la red de distribución primaria con el usuario final a través de los alimentadores de media y baja tensión, y usualmente manejan topologías de red en configuración radial [5]–[7].

Si bien las redes primarias son indispensables para el buen funcionamiento del sistema eléctrico, las redes secundarias son igualmente importantes porque llegan directamente hasta el usuario final. La razón para su diferenciación es que las redes primarias manejan flujos de potencias elevados y mayores niveles de voltaje, mientras que las redes secundarias manejan flujos de potencia reducidos y menores niveles de voltaje. Este

proyecto de investigación se enfoca únicamente en la modernización y el planeamiento de las redes de distribución primaria, sin tener en cuenta las redes de distribución secundaria.

Para el crecimiento y expansión del sistema de distribución es indispensable la ampliación de alimentadores y subestaciones eléctricas, la instalación de nuevas subestaciones, alimentadores, dispositivos de protección, transformadores de distribución y nuevas redes de baja tensión. Teniendo en cuenta la gran cantidad de usuarios conectados a las REDis y la gran cantidad de elementos requeridos para el suministro del servicio de energía, se ha dado un crecimiento significativo del sistema eléctrico de distribución a tal nivel que en la actualidad, en muchos países puede alcanzar un costo cercano al 60% del total de los activos asociados al sistema eléctrico [8]. Si bien ha sido posible la ampliación y la operación adecuada de las redes de distribución hasta ahora, su complejidad es cada vez mayor debido a su gran tamaño, generando problemas de operación, problemas de calidad de potencia y problemas de confiabilidad. A esto también se suma el posible incremento en las pérdidas de energía y los riesgos de operación que se pueden dar en el sistema de transmisión cuando hay fallas de gran magnitud en el sistema de distribución.

1.1 Evolución y crecimiento de las REDis

El crecimiento y expansión de la red implica aumentar el número de subestaciones, el número de transformadores de distribución, la cantidad de alimentadores y muchos otros elementos requeridos para el funcionamiento de la red, pero también lleva a reevaluar y flexibilizar las topologías de red para tener mayor maniobrabilidad en su funcionamiento para así atender las contingencias de una forma más eficiente sin afectar la confiabilidad. Uno de los aspectos que facilitaría esta flexibilización es la modernización de los sistemas de medición y comunicación para garantizar la confiabilidad del sistema [7], [9], sin embargo, la modernización implica un aumento significativo en las inversiones de capital.

Una de las maneras que se usa para reducir los problemas anteriores y hacer un uso más eficiente de los recursos de capital es mediante la planeación de las REDis (Redes eléctricas de distribución), en la que se tienen en cuenta aspectos como la proyección de demanda de potencia, el aumento en el número de usuarios conectados a la red y la

posible ubicación geográfica de estos nuevos usuarios. Basados en el aumento de la demanda de potencia se pueden identificar las necesidades de ampliación de la red (transformadores, subestaciones alimentadores y demás) y las necesidades de inversión de capital requeridas año a año durante el periodo de planeación para el cual se hacen los estudios. Dichos estudios permiten predecir aspectos como los flujos de potencia en las redes, problemas de regulación de tensión, efecto de las topologías de red en el funcionamiento del sistema, y también permiten analizar el efecto de los equipos conectados a la red (generación y cargas), en la confiabilidad la red, entre otros aspectos.

Desde décadas anteriores los investigadores e ingenieros identificaron problemas asociados al funcionamiento de las redes, encontrando que las configuraciones y topologías usadas generaban problemas como caídas de voltaje, pérdidas eléctricas y problemas de confiabilidad, por lo que empezaron a evaluar opciones para tratar de reducir estos problemas. Una de las soluciones planteadas fue la integración de generación distribuida, encontrando que este tipo de soluciones podría mejorar el funcionamiento de la red y reducir algunos de los problemas identificados, sin embargo, para ese momento no era económicamente rentable esta solución por los costos del combustible de las plantas y porque las plantas de generación de la época no se ajustaban a las necesidades [10]. La implementación de este tipo de soluciones demostró que era posible hacer la ampliación de la red de una manera más efectiva y mejorar las condiciones de operación de la red, pero dichas soluciones comenzaron a ser viables muchos años después [11].

Actualmente, las tecnologías de generación permiten la integración de las plantas de generación distribuida en las REDis ya que ofrecen unidades de generación con capacidad y costos de operación competitivos, pero ahora nos enfrentamos a un proceso de modernización de las redes que hace aún más compleja la operación del sistema por la inclusión de nuevos tipos de cargas, la posibilidad de implementar estrategias de respuesta a la demanda y la integración de sistemas de almacenamiento de energía. Todo esto se da en un nuevo escenario que plantea la creación de redes eléctricas inteligentes con gran capacidad de monitoreo, gestión y control en tiempo real.

1.2 Modernización de los sistemas eléctricos de distribución

La modernización de los sistemas eléctricos de distribución es una de las propuestas que se ha planteado desde hace muchos años para mejorar el funcionamiento de la red y así atender de manera adecuada la creciente demanda de energía a la vez que se garantizan las condiciones de operación de la red. Las nuevas tecnologías de información y comunicaciones hacen cada vez más cercana esta posibilidad gracias a los beneficios que traen consigo como: la posibilidad de hacer medición en tiempo real, hacer monitoreo y control de los flujos de potencia, monitoreo de los niveles de carga en líneas y transformadores, reajuste automático de protecciones, y, una de las más importantes, permitir la interacción activa del usuario con la red, en respuesta a señales de precio u otro tipo de incentivos (respuesta a la demanda) [12]–[14].

1.3 Razones o causas para la modernización de las REDIs

El crecimiento de la red y la gran cantidad de usuarios hace cada vez más compleja la operación del sistema de distribución, a tal punto que se dan fallas o problemas casi a diario por diferentes motivos, y en muchos casos no es posible identificar claramente el origen y localización de la falla para dar solución al problema en los tiempos adecuados. Adicional a la complejidad de la red también hay aspectos de la curva de demanda de que complican el funcionamiento del sistema eléctrico. La demanda de potencia varía continuamente a lo largo de las 24 horas del día, generando picos de demanda que difieren mucho de la demanda media, y esto produce ineficiencia porque no se aprovecha la capacidad instalada de los activos que componen el sistema de distribución. Dicha ineficiencia se da porque el diseño de la red se hace teniendo en cuenta la demanda pico estimada, de tal forma que la capacidad máxima de la red depende del pico de demanda esperado, pero dicha capacidad instalada solamente se aprovecha durante unas pocas horas en el día. El aprovechamiento de la capacidad instalada es inferior al 70% en la mayor parte del día, y casi nunca se logra aprovechar el 100% de la capacidad de los equipos y elementos que componen la red. Esto indica que los activos son sub-utilizados,

y esto implica un mal aprovechamiento de los recursos físicos y los recursos de capital destinados para el sistema de distribución. Algunas consecuencias del mal aprovechamiento de la red son: requiere más inversión de capital para la ampliación y/o expansión de la red, aumentan las pérdidas de potencia, se presentan problemas de regulación de tensión, hay congestión de las redes en algunas horas del día, y también se incrementan los problemas de confiabilidad.

Con la modernización de las REDis se busca solucionar muchos de los problemas identificados, lograr un monitoreo y control más amplio, y mejorar el funcionamiento de un sistema que se hace cada vez más grande y complejo. Los esfuerzos para la modernización se concentran en tres aspectos que son: aplanamiento de la curva de demanda, lograr un sistema de monitoreo y control absoluto (red inteligente), y la integración de recursos energéticos distribuidos [15].

Este proyecto de investigación se concentra en dos de los aspectos indicados anteriormente que son: la integración de los recursos energéticos distribuidos (generación distribuida y almacenamiento de energía con baterías) y el aplanamiento de la curva de demanda mediante estrategias de gestión de demanda. El monitoreo y control del sistema de distribución está fuera del alcance planteado para esta investigación, por lo cual no se tiene en cuenta.

1.4 Recursos y tecnologías que facilitan o permiten la modernización de las REDis

Existen varias opciones para dar solución a los problemas del sistema de distribución, especialmente en aspectos relacionados con el control de los flujos de potencia y regulación de los niveles de tensión, pero estas soluciones podrían generar problemas en el funcionamiento de las protecciones y la confiabilidad de la red si no se analizan e implementan adecuadamente, porque implican cambios en la dirección de los flujos de potencia [16].

Algunas de las formas en que se puede modernizar y mejorar el sistema eléctrico de distribución (REDis) es mediante la integración de sistemas de generación distribuida, la integración de sistemas de compensación de reactivos y la instalación de sistemas de almacenamiento de energía usando bancos de baterías. Los estudios realizados muestran que dichos elementos ayudan a: regular los flujos de potencia por las líneas y alimentadores, controlar la cargabilidad de transformadores, compensar los reactivos que se producen en el sistema, y también permiten implementar nuevas configuraciones o topologías de red que mejoran el funcionamiento del sistema, permitiendo la operación de microredes en modo isla o interconectadas con la red primaria.

La modernización de los sistemas de medida, monitoreo y control es indispensable para lograr la evolución de la red, pero requiere de los sistemas de comunicación para la transmisión bidireccional de la información entre los centros de operación (centros de control), las subestaciones eléctricas de potencia, y los equipos conectados al sistema. Las redes de comunicación facilitan el monitoreo y control de las variables del sistema en tiempo real, permiten la transmisión de la información registrada en cada nodo del sistema y permiten la operación remota de los equipos siguiendo las indicaciones de los sistemas de operación y control. De esta manera se logra la operación coordinada de los elementos que componen la red y se garantiza el funcionamiento adecuado del sistema eléctrico.

En este trabajo de investigación se asume que los sistemas de medición, de comunicación y control se ajustan de manera adecuada a las necesidades de funcionamiento de los equipos y de la red para cada una de las soluciones analizadas en los diferentes casos de estudio evaluados.

A continuación, se presentan y describen algunas de las ventajas que ofrecen los elementos que permiten la modernización de la red como: las plantas de generación distribuida, los sistemas de almacenamiento con baterías, los sistemas de compensación de reactivos, los programas de gestión de demanda y los cambios de topología de la red.

1.4.1 Generación distribuida

La generación distribuida implica la instalación de plantas de generación de mediana o baja capacidad directamente en las REDis para el suministro de energía a los usuarios conectados en puntos cercanos. Esto permite reducir la congestión en los alimentadores aguas arriba, reducir o controlar condiciones de sobrecarga en transformadores y líneas, reducir las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión de potencia y reducir las pérdidas de energía en el sistema de distribución [17], [18].

Si bien esta es una solución prometedora, que ofrece muchos beneficios para el funcionamiento de las REDis, puede generar efectos contrarios a los deseados, si la localización, el número de unidades instaladas, la capacidad instalada y el control de las unidades de generación distribuida no se hacen de manera adecuada [19], [20]. En estos casos se podrían presentar problemas de sobrecarga en alimentadores y en transformadores, problemas de regulación de tensión y falla de los sistemas de protección [21], [22]. Estos problemas se presentan cuando no se hace una adecuada planeación y operación de las unidades de generación distribuida.

1.4.2 Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (battery energy storage systems BESS) se usan para el suministro de energía en algunos puntos del sistema de distribución donde se tienen problemas como: congestión de las redes, sobrecarga en transformadores o problemas de regulación de tensión [23]–[25]. Para su funcionamiento, los sistemas de almacenamiento deben cargar las baterías en un momento del día y almacenar la energía hasta cuando esta sea requerida por la red. Esto implica un doble efecto en el sistema ya que los BESS se comportan como una carga eléctrica que demanda potencia del sistema (durante la recarga) y se comportan como una planta de generación distribuida que inyecta potencia a la red cuando esta es requerida (durante la descarga) [25].

Los problemas asociados al funcionamiento de los BESS son similares a los que se dan en los sistemas de generación distribuida, porque se comportan como generadores en el momento de la descarga. Sin embargo, es necesario controlar otros aspectos o variables durante la carga y descarga de las baterías como: tasa de carga, tasa de descarga,

profundidad de la descarga y ciclos de trabajo, entre otros aspectos. Con esto se evita el deterioro acelerado de las baterías y se garantiza la vida útil del sistema de almacenamiento.

Los BESS pueden generar problemas de tipo ambiental si no se hace un tratamiento adecuado al final de su vida útil, porque los materiales usados en las baterías contienen elementos contaminantes para el medio ambiente (Tabla 1). Otro de los problemas con los BESS es el alto costo y la vida útil que tienen estos sistemas (ciclos máximos de carga y descarga) [26], [27].

Tabla 1. Beneficios y riesgos de los sistemas de almacenamiento

Beneficios para la red	Riesgos para la red
<ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a reducir la congestión en algunos tramos de la red • Ayuda a regular la tensión en puntos específicos de la red • Ayudan a aplanar la curva de demanda de potencia recargando en horas valle y descargando en horas pico. • Pueden mejorar índices de confiabilidad en el sistema de distribución • Ayuda a reducir o aplazar inversiones para ampliación de subestaciones y alimentadores • Puede ser utilizado para reducir desbalances de potencia de corto plazo • Ayuda a controlar los picos de demanda • Puede ser usada como capacidad de reserva en el sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Genera flujos bidireccionales que pueden afectar el funcionamiento de algunos equipos • Requiere de sistemas de control que garanticen una carga y descarga segura • Pueden aumentar las corrientes de corto circuito en zonas cercanas a su ubicación. • Puede afectar el funcionamiento de los dispositivos de protección • Puede afectar los índices de confiabilidad si no se hace una selección y localización adecuad. • Podrían afectar las tensiones en los nodos de la red si no se hace una correcta localización.

1.4.3 Reconfiguración de la red

Otra de las técnicas que ha demostrado ser efectiva para mejorar el funcionamiento de las redes de distribución es la reconfiguración automática de la red, porque permite modificar de forma dinámica la red haciendo conexión o desconexión de secciones, tramos o alimentadores. De esta manera se puede cambiar la topología de la red pasando de una

topología radial a enmallada o viceversa, se pueden aislar secciones o zonas de la red para despejar fallas y se puede hacer la operación de algunos tramos o secciones de la red en modo isla o conectados directamente a la red de distribución primaria. Además de mejorar las condiciones de operación de la red, la reconfiguración ayuda a mejorar los índices de confiabilidad del sistema de distribución [7], [28].

Una de las restricciones para implementar esta técnica es que se requieren grandes inversiones de capital para su implementación porque implica redundar en la cantidad de elementos (transformadores, alimentadores, seccionalizadores y reconectores entre otros) a conectar en la red [28].

1.4.4 Programas de respuesta a la demanda

Los programas de respuesta a la demanda se usan para incentivar el cambio en los hábitos de consumo del usuario final y para aplanar la curva de demanda de potencia. Dos de las estrategias comúnmente usadas para lograr los cambios en la demanda son: basada en incentivos y basada en penalizaciones. La estrategia basada en incentivos establece tarifas diferenciales que cambian el precio de la energía según el horario en que los usuarios se conectan a la red [29], [30].

Algunos de las técnicas de respuesta a la demanda basados en incentivos son: RTP (real time pricing), en el cual el precio de la energía cambia permanentemente durante el día de acuerdo con el precio de bolsa [31], [32]. TOU (time of use), en el cual se plantean bloques de tiempo (horario) en los que cada bloque tiene un precio diferente que varía dependiendo del nivel de demanda (bloques de demanda alta, media y baja) [31], [32].

En el caso de las técnicas basadas en penalizaciones, se aplica un sobrecosto al valor de la energía cuando los consumos sobrepasan los máximos permitidos o cuando el usuario se conecta en horas de alta demanda. Algunas técnicas permiten a cada usuario un consumo de subsistencia durante las horas pico, pero aplica un sobrecosto elevado cuando el usuario excede dicho consumo y otras simplemente penalizan el consumo durante las horas pico, como sucede con la técnica CPP (critical peak price) [32].

Las estrategias presentadas en la Tabla 2 permiten al usuario, interactuar de manera activa con la red y con el mercado eléctrico, les permite hacer una gestión del consumo de acuerdo a las necesidades particulares de cada usuario, y también, permiten identificar y seleccionar los horarios en los que tendrán un mayor o menor consumo de energía teniendo en cuenta los beneficios económicos que pueden obtener.

Tabla 2. Beneficios y riesgos de los programas de respuesta a la demanda

Beneficios para la red	Riesgos para la red
<ul style="list-style-type: none"> • Permite controlar los picos de demanda en las horas de máxima demanda de potencia • Ayuda a aplanar la curva de demanda de potencia • Incrementa la eficiencia en el uso de la infraestructura • Ayuda a reducir las pérdidas de potencia por la reducción de los picos de demanda • Ayuda a reducir congestión en la red • Ayuda mejorar índices de confiabilidad en el sistema de distribución • Ayuda a reducir o aplazar inversiones para ampliación de subestaciones y alimentadores • Ayuda a regular la tensión en la red • Ayuda a reducir o aplazar inversiones para incrementar la generación 	<ul style="list-style-type: none"> • No presenta riesgos de operación para la red porque no genera cambios en los flujos de potencia, y tampoco afecta la forma en que se opera la red frente a los cambios en la demanda producidos por los diferentes programas de respuesta a la demanda

En términos generales, las estrategias de respuesta a la demanda tienen como objetivo aplanar la curva de demanda de potencia para así evitar sobrecarga en los equipos y en los alimentadores que componen la red eléctrica de distribución.

1.5 Retos a enfrentar para la modernización de las REDis

A pesar de que existen diferentes soluciones para mejorar las condiciones de operación de los sistemas de distribución eléctrica, la modernización de la red no se restringe a implementar solo una de las opciones presentadas anteriormente, sino que implica la

integración de varias de estas alternativas para encontrar las mejores soluciones posibles a los problemas de operación y ampliación de la red, a la vez que se garantizan los niveles de confiabilidad y se minimizan los costos de inversión requeridos para implementar dichas soluciones. De no tener en cuenta este último aspecto, sería imposible la implementación de las soluciones encontradas a pesar que sean viables desde un punto de vista tecnológico, porque debe tener una relación costo/beneficio adecuada a las necesidades de la red y a las restricciones de capital.

Entre los aspectos a tener en cuenta para lograr la modernización del sistema de distribución de manera efectiva y eficiente, es importante hacer una correcta selección y localización de las unidades de generación distribuida, una correcta selección y localización de los bancos de almacenamiento con baterías, identificación de los alimentadores y tramos de la red en que se requiere reconfiguración, y también identificación de las zonas de la red en donde se podrían concentrar esfuerzos para implementar las estrategias de gestión de demanda.

Para obtener la mejor solución posible a un costo razonable se deben combinar los elementos mencionados en esta sección, encontrando soluciones viables y factibles. Para esto es necesario desarrollar e implementar modelos que permitan integrar cada uno de estos elementos (DG, BESS, DR) en el planeamiento de las REDis, y usar métodos de optimización que permitan hacer una selección, dimensionamiento y localización óptima para cada una de las tecnologías a usar en la red.

En general, la modernización las redes eléctricas de distribución implica encontrar soluciones que permitan resolver los problemas de operación y ampliación de la red con calidad y confiabilidad, que dichas soluciones ayuden a reducir las necesidades de inversión de capital, y que ayuden a prolongar los tiempos que hay entre inversiones.

2.IMPORTANCIA DEL PLANEAMIENTO PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La energía eléctrica es un recurso indispensable para el funcionamiento de la economía, la industria, el comercio, el sector residencial, el sector salud, el sector transporte, los servicios públicos y otros sectores. La continuidad en el suministro de electricidad es necesario para el funcionamiento de todos estos sectores, afectando de manera directa la mayoría de las actividades productivas, el suministro de los servicios básicos, las telecomunicaciones y la sociedad en general.

Teniendo en cuenta que la función del sistema eléctrico es ofrecer un suministro continuo de energía eléctrica de manera eficiente, segura y con calidad a los usuarios, y que los sistemas de distribución son indispensables para lograr este objetivo, se puede decir que las REDis son uno de los componentes más importantes del sistema eléctrico. Por esta razón es necesario garantizar el crecimiento y funcionamiento adecuado de las REDis de manera continua en el tiempo, garantizando la continuidad y confiabilidad en el suministro de energía, año a año, teniendo en cuenta el incremento continuo en la demanda de potencia.

El planeamiento de las REDis es un proceso continuo que tiene como objetivo la actualización, ampliación y expansión de la REDis para garantizar el suministro de energía a los usuarios, de manera sostenida en el tiempo, teniendo en cuenta las restricciones financieras y de operación de la red, para garantizar su funcionamiento adecuado al mínimo costo posible.

Un planeamiento adecuado permite mejorar el funcionamiento de las redes logrando sistemas de distribución más robustos, con altos niveles de confiabilidad y con menor dependencia de fuentes de generación ubicadas en lugares alejados de los centros de consumo. Para mantener el crecimiento de la red con las condiciones mencionadas anteriormente es necesario desarrollar nuevos modelos, metodologías y estrategias que permitan la integración de sistemas de generación distribuida, la integración de sistemas de almacenamiento de energía y la implementación de estrategias para incentivar cambios en los hábitos de consumo de los usuarios. Todas estas opciones se deben evaluar simultáneamente durante el proceso de planeamiento, permitiendo su implementación en los casos en que sea factible desde un enfoque técnico y viable desde un punto de vista financiero.

Basados en los aspectos mencionados se hace necesario desarrollar nuevos modelos, técnicas y métodos para solucionar el problema de planeamiento de las REDis, que permitan la integración de estas nuevas tecnologías y estrategias para gestionar la demanda de energía.

2.1 Aspectos generales del planeamiento

El planeamiento de las REDis es un proceso de verificación permanente (que nunca termina) que identifica periódicamente las necesidades de ampliación y repotenciación de la red en el mediano y largo plazo, evaluando la necesidad de instalar nuevos activos como subestaciones, transformadores, bancos de compensación y alimentadores, o la necesidad de ampliar la capacidad instalada de los activos ya instalados, para garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios de manera continua y con las condiciones de calidad y confiabilidad requeridas [28], [33], [34]. La planeación en si misma implica reevaluar si las decisiones y soluciones encontradas en estudios de planeamiento anteriores siguen siendo vigentes, o si, por el contrario, se requiere hacer modificaciones o ajustes a dichas soluciones. Estas modificaciones pueden ser originadas por cambios en los planes de expansión de las ciudades, por ajustes o cambios en los hábitos de consumo

de energía, porque algunos de los activos instalados en la red se vuelven obsoletos y por ajustes a las predicciones de crecimiento de la demanda de energía, entre otros aspectos.

Durante el proceso de planeamiento y expansión de la red es necesario identificar y ubicar espacialmente los elementos que componen la red de distribución que están instalados al momento inicial (punto de referencia), se debe conocer la demanda de potencia proyectada año a año durante el horizonte de planeación (mediano y largo plazo), así como los equipos y tecnologías que se podrían instalar en la red con el planeamiento, los costos de adquisición, montaje y mantenimiento de los equipos, las restricciones de operación de los equipos ya instalados y los que se podrían instalar, así como las emisiones contaminantes que cada tecnología produce.

Si bien el planeamiento consta de varios pasos y/o capas que han sido ampliamente descritos por varios autores [35]–[37], el proceso de planeamiento se puede dividir en cuatro etapas que son: identificar las condiciones iniciales de la red, proyectar el aumento en la demanda de potencia, plantear el problema de planeamiento, y finalmente solucionar el problema de planeamiento para encontrar soluciones viables y factibles basadas en las restricciones técnicas y financieras.

- **Identificar las condiciones iniciales de la red:** implica conocer detalladamente cada uno de los elementos que componen la red de distribución en el momento inicial del planeamiento (año 0), la localización de todos los elementos que la componen, las características técnicas de los equipos instalados (niveles de tensión, capacidad nominal y restricciones de operación), las características de los alimentadores (longitud de los tramos, configuración de la red, capacidad térmica y otras características), y también, las restricciones de operación de la red en aspectos como rangos de voltaje, confiabilidad y frecuencia. En general, esta etapa implica hacer el levantamiento detallado de los elementos que componen la red en el momento inicial del planeamiento (año 0 del planeamiento).
- **Proyectar el aumento en la demanda de potencia:** en esta etapa se debe identificar y caracterizar la demanda de potencia en cada uno de los nodos de la

red. Se estima el crecimiento de la demanda para los años futuros (partiendo del año 0), teniendo en cuenta el horizonte de tiempo del planeamiento, la cantidad de usuarios que se podrían conectar en años futuros a la red, posibles cambios en los hábitos de consumo de los usuarios, posible expansión de la red de distribución y demás factores externos que puedan afectar la demanda. También se analizan posibles escenarios de crecimiento de la demanda y de expansión urbana de la zona en que se encuentra la red de distribución.

- **Plantear el problema de planeamiento:** en esta etapa se definen los criterios bajo los cuales se hace el planeamiento (económicos, técnicos, ambientales, otros), ya que estos determinan las funciones objetivo del problema. Se identifican y seleccionan los equipos que se pueden ser usados en el planeamiento, teniendo en cuenta aspectos como: clase de equipo, capacidad y tamaño de las unidades que se consiguen comercialmente, y límites o restricciones de operación. Se identifican las condiciones de operación de la red (rangos de voltaje, capacidad térmica de equipos y alimentadores, niveles de confiabilidad aceptados para el funcionamiento de la red, entre otros), los cuales deben cumplir las soluciones encontradas. Para plantear el problema es necesario desarrollar modelos físicos o matemáticos que permitan representar la red eléctrica de distribución, desarrollar los modelos para representar cada uno de los equipos y/o elementos a incluir, desarrollar modelos que permitan relacionar el comportamiento de la red con el de los equipos a instalar, y plantear modelos que permitan evaluar el impacto de los equipos o elementos instalados en el funcionamiento de la red, teniendo en cuenta las restricciones impuestas en el problema. El problema final se representa como un problema de optimización en el que se minimizan o maximizan las funciones objetivo según los criterios impuestos y las restricciones del problema.
- **Solucionar el problema de planeamiento:** para la solución del problema se debe seleccionar la herramienta o técnica de solución que mejor se ajuste al tipo de problema planteado teniendo en cuenta el modelo usado (físico, matemático, otro), la forma en que se plantea el problema de optimización (LP, NLP, MILP, MINLP), la forma en que se plantean las funciones objetivo del problema (función objetivo

única o múltiples funciones objetivo), la forma en que se relacionan las variables del sistema, y también, el número de elementos que componen la red eléctrica de distribución. El problema se puede solucionar usando diferentes técnicas de optimización heurística, evolutiva o matemática, que se seleccionan dependiendo de la manera en que se ha planteado el problema.

Teniendo en cuenta que el planeamiento es un proceso continuo, se debe reevaluar periódicamente si las soluciones implementadas en estudios previos siguen siendo vigentes en años posteriores, o si por el contrario, las condiciones evolucionan de manera inesperada y es necesario realizar ajustes o modificaciones a los planes y soluciones previamente establecidas. Este proceso de verificación es necesario y hace que el planeamiento se convierta en un proceso cíclico que nunca termina como se indica en la Figura 2-1.

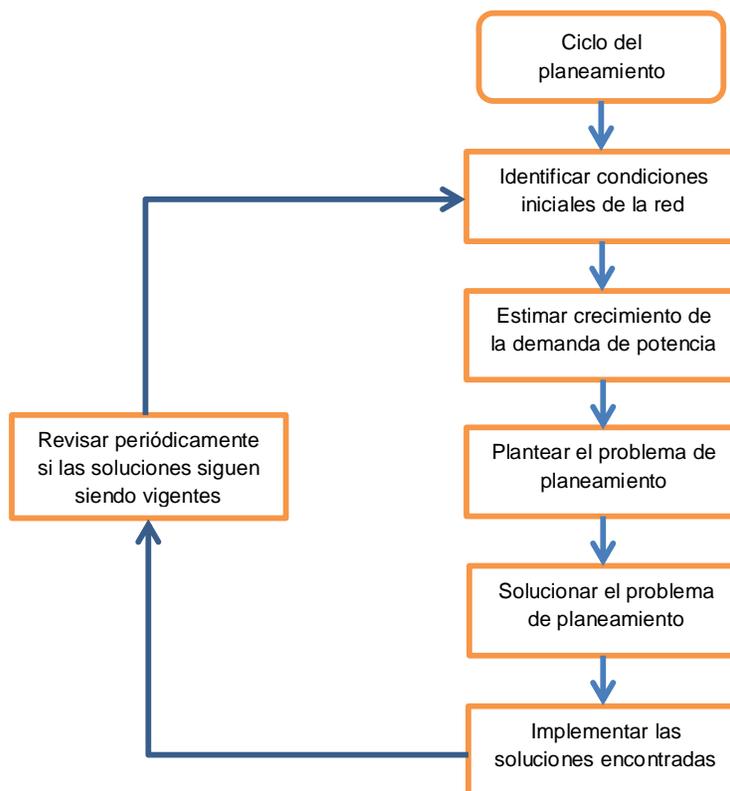


Figura 2-1. Ciclo de desarrollo de las actividades de planeamiento de redes eléctricas de distribución (fuente propia)

La solución del problema de planeación da como resultado información relacionada con: el momento en que se deben hacer cada una de las inversiones, el tipo de tecnologías a instalar, la prioridad en que se debe hacer la compra e instalación de equipos y la capacidad de potencia requerida para cada equipo. También se pueden analizar e identificar aspectos adicionales como las ventajas o beneficios obtenidos por el uso de una u otra tecnología, los recursos financieros requeridos para realizar el proyecto, y el nivel de emisiones contaminantes que producen las tecnologías de generación usadas para el suministro de energía [28], [38]–[42].

2.2 Planeamiento clásico de redes de distribución

Las metodologías de planeamiento documentadas se han desarrollado y usado desde inicios de la década de los 60 tal como se puede evidenciar en los documentos [43] del año 1960 y [44] del año 1965. Durante los primeros años el planeamiento se enfocaba en determinar la ubicación adecuada de las subestaciones, transformadores y alimentadores de media tensión, con el objetivo de reducir los costos de ampliación y cumplir los requisitos de operación mínimos para el funcionamiento de la red eléctrica. En estos se planteaban metodologías con un número limitado de variables y con una sola función objetivo, en la que se minimizaba el costo total del plan de expansión [45]–[47]. Para esa época, las restricciones de voltaje o confiabilidad no requerían límites estrictos para el funcionamiento de la red, pero en la actualidad estos son dos de los aspectos más importantes para garantizar el funcionamiento adecuado de la red de distribución y del sistema eléctrico de potencia.

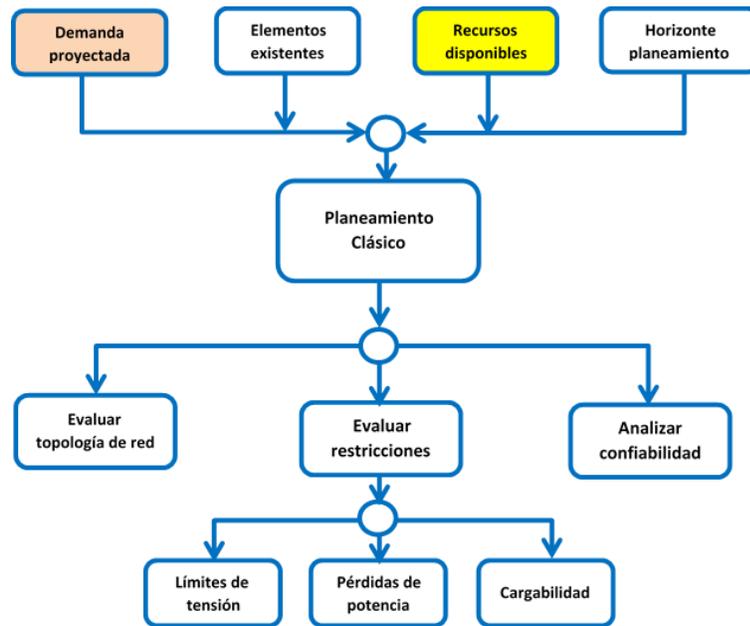


Figura 2-2. Actividades que se evalúan para solucionar un problema de planeamiento de redes eléctricas de distribución (fuente propia)

El objetivo de la planeación clásica era mantener el suministro de energía a los usuarios conectados a la red, enfocándose en aspectos como: capacidad de los conductores, capacidad de los transformadores, y también, instalación y repotenciación de subestaciones eléctricas. Para ese momento no tenían mayor relevancia aspectos como control de reactivos, regulación de niveles de voltaje con las restricciones que existen hoy en día, ni los índices de confiabilidad de los sistemas de distribución.

En la mayoría de los casos, el planeamiento de los sistemas de distribución se hace con la red primaria debido a la dificultad que implica predecir la ubicación final de las cargas de baja tensión en el mediano y largo plazo [48]–[50], ya que esto depende de los planes de expansión urbana y estos pueden no ser claros al iniciar el proceso de planeamiento. A pesar que las redes de distribución secundarias representan un costo significativo para el sistema de distribución y afectan el costo del sistema eléctrico, es poco común la inclusión de estas redes en el planeamiento de los sistemas de manera conjunta [51].

2.2.1 Representación matemática del problema de planeamiento

El problema de planeamiento se representa como un problema de optimización con uno o varios objetivos que se deben cumplir de forma simultánea para encontrar la solución al problema. Incluye restricciones de capacidad de potencia para los elementos conectados a la red (equipos, subestaciones, alimentadores y demás), restricciones de capital que limitan el costo máximo que puede tener la solución, y restricciones de operación que garantizan el funcionamiento adecuado de la red [35], [52], [53]. Aspectos técnicos como voltaje, capacidad térmica de equipos, capacidad térmica de los alimentadores, pérdidas por efecto joule y confiabilidad se deben cumplir de manera estricta para garantizar el funcionamiento adecuado de la red. Además, se pueden incluir objetivos y restricciones adicionales según el caso de estudio como podrían ser niveles de contaminación producida por los generadores, y otros objetivos que se consideren pertinentes de acuerdo con las necesidades y las prioridades del planeador de la red.

2.2.2 Problema de optimización

El problema de optimización para planeamiento de REDis implica la representación de un modelo matemático que permita relacionar las variables asociadas a cada uno de los equipos y elementos conectados a la red, con las variables que evalúan el funcionamiento del sistema, con las variables que evalúan el costo financiero de la solución, y con los otros aspectos que se requieran para optimizar el problema de acuerdo a los criterios propuestos. La naturaleza del problema de optimización es no lineal, por la forma en que se relacionan las diferentes variables. Sin embargo, también se puede representar usando modelos linealizados, con lo cual se logra simplificar el problema y reducir su complejidad computacional para lograr la convergencia de los algoritmos de solución en menor tiempo.

Este tipo de problemas se pueden solucionar usando programación lineal (LP), programación no lineal (NLP), programación entera mixta lineal (MILP) y programación entera mixta no lineal (MINLP). El tipo de problema a seleccionar depende de la forma en que se representa el modelo (lineal o no lineal), y del tipo de variables que se usan para representar los elementos que componen la red. El problema de planeamiento

normalmente implica el uso de variables binarias, variables enteras y variables continuas para representar diferentes aspectos en el modelo [4], [14], [42], [54], por lo cual es común que sea un problema MINLP o MILP. Esto lo convierte en un problema de optimización NP-hard, que se considera uno de los problemas de optimización de mayor complejidad computacional y más difícil de solucionar.

Para el desarrollo de esta investigación se usan modelos matemáticos basados en la representación algebraica del problema de planeamiento que incluyen la representación del flujo óptimo de potencia, específicamente el flujo de potencia AC como los presentados en [54] y [52]. También se usan modelos económicos para determinar el costo total de la inversión asociada a las soluciones del planeamiento. A continuación se presenta la forma general de un problema de planeamiento clásico, como un problema MINLP, indicando los aspectos a tener en cuenta en este modelo. Inicialmente se presentan las funciones objetivo, y luego se presentan las restricciones del problema.

Función objetivo 1

Minimizar:

$$TotCost = C_{capt} + O\&M \quad Ec. 1$$

Función objetivo 2

$$T_{Loss} = \frac{1}{2} * \sum_y \sum_i \sum_j \left(-Y_{i,j} * \cos(\theta_{i,j}) * (V_{y,h,i}^2 + V_{y,h,j}^2) - 2 * (V_{y,h,i} * V_{y,h,j} * \cos(\delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})) \right) \quad Ec. 2$$

Restricciones de capital:

$$Cp_{Inv} \leq \text{capital disponible} \quad Ec. 3$$

Restricciones de voltaje:

$$V_{min} \leq V_{y,h,i} \leq V_{max} \quad Ec. 4$$

Restricciones de balance de potencia activa

$$Pg_{y,h,i}^{SS} - PD_{y,h,i} = \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \quad \text{Ec. 5}$$

Restricciones de balance de potencia reactiva

$$\begin{aligned} Qg_{y,h,i}^{SS} + Q_i^{BCO} + Q_{y,h,i}^{BC} - QD_{y,h,i} \\ = - \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \sin(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \end{aligned} \quad \text{Ec. 6}$$

Ecuaciones para ampliar la capacidad potencia en la subestación

$$Upg_y^{SS} = Upg_{y-1}^{SS} + Z_{y,i}^{SS.Upg} * Bn_{y,i}^{SS.Upg} \quad \text{Ec. 7}$$

Ecuaciones para ampliar capacidad de potencia en alimentadores

$$Upg_{y,i,j}^{Fdr.New} = Upg_{y-1,i,j}^{Fdr.New} + Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New} \quad \text{Ec. 8}$$

Ecuaciones para ampliar potencia reactiva con bancos de compensación

$$Upg_{y,i}^{BC} = Upg_{y-1,i}^{BC} + Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC} \quad \text{Ec. 9}$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en la subestación

$$Pg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \cos(\theta^{SS}) \quad \text{Ec. 10}$$

$$Qg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \sin(\theta^{SS}) \quad \text{Ec. 11}$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en alimentadores

$$\begin{aligned} (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \cos(\theta^{Fdr}) \\ \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j}) \\ + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})] \end{aligned} \quad \text{Ec. 12}$$

$$\begin{aligned}
& (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \sin(\theta^{Fdr}) \\
& \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \sin(\theta_{i,j}) \\
& \quad + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})]
\end{aligned} \tag{Ec. 13}$$

Costos totales de inversión

$$CCapt = CCap^{Fdr.New} + CCap^{SS.Upg} + CCap^{BC} \tag{Ec. 14}$$

Costos de inversión para nuevos alimentadores

$$CCap^{Fdr.New} = C_S^{Fdr.New} * \sum_y \sum_i \sum_j Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New} \tag{Ec. 15}$$

Costos de inversión para ampliación de subestaciones

$$CCap^{SS.Upg} = C_S^{SS.Upg} * \sum_y \sum_i (Z_{y,i}^{SS.Upg} * Bn_{y,i}^{SS.Upg}) \tag{Ec. 16}$$

Costos de inversión para nuevos bancos de compensación

$$CCap^{BC} = C_S^{BC} * \sum_y \sum_i (N_{y,i}^{BC} * Cap^{BC}) \tag{Ec. 17}$$

Costos totales de operación y mantenimiento

$$O\&M = O\&M^{Fdr} + O\&M^{SS} + O\&M^{BC} \tag{Ec. 18}$$

Costos de operación y mantenimiento para alimentadores

$$\begin{aligned}
O\&M^{Fdr} = & Cf\chi^{Fdr} * \sum_y \sum_i \sum_j (Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New}) + Cf\chi^{Fdr} \\
& * \sum_y \sum_i \sum_j Z_{i,j}^{Fdr0}
\end{aligned} \tag{Ec. 19}$$

Costos de operación y mantenimiento para subestaciones

$$O\&M^{SS} = Cfx^{SS} * Z^{SS0} + Cfx^{SS} * \sum_y \sum_i (Z_{y,i}^{SS.Upg} * Bn_{y,i}^{SS.Upg}) \quad Ec. 20$$

Costos de operación y mantenimiento de bancos de compensación

$$O\&M^{BC} = Cfx^{BC} * Q_i^{BC0} + Cfx^{BC} * \sum_y \sum_i N_{y,i}^{BC} * Cap^{BC} \quad Ec. 21$$

Las variables Bn representan las variables binarias que se usan para indicar cuando se decide instalar un equipo en el nodo i del año y , lo cual se representa haciendo la variable $Bn_{y,i}^{XXX} = 1$, o si por el contrario se decide no instalar este equipo, lo cual se representa haciendo la variable $Bn_{y,i}^{XXX} = 0$. Dichas variables se usan para indicar en donde se instala un equipo, su efecto en el funcionamiento de la red, y para indicar las inversiones y costos de mantenimiento asociadas a dichos equipos [39], [42], [55]. Por su parte, las variables $Z_{y,i}^{XXX}$ representan variables continuas con las que se indica la capacidad de potencia que tiene el equipo o alimentador que se instala en el nodo i del año y del planeamiento.

2.3 Clasificación y características del problema de planeamiento propuesto

El problema de planeamiento presentado anteriormente usa las ecuaciones de flujo de potencia AC, que permiten simular la red eléctrica de distribución y analizar el efecto que los elementos instalados tienen sobre el funcionamiento la red. También permiten identificar la viabilidad de instalar o no instalar los equipos en un momento dado (año y), en alguno de los nodos de la red. La representación matemática de las ecuaciones del flujo de potencia AC tiene una naturaleza no lineal debido al uso de las funciones seno y coseno [56], [57]. El modelo presentado, además incluye el uso de variables binarias y variables continuas, lo cual convierte el problema de planeamiento propuesto en un problema de programación entera mixta no lineal MINLP (programación entera mixta no lineal) como se describe en múltiples trabajos e investigaciones realizadas por otros autores [41], [55], [56].

2.3.1 Clasificación del problema según el método de solución temporal

Existen dos maneras de plantear el problema de planeamiento según la forma en que se maneja el horizonte de tiempo del planeamiento que son: planeamiento estático y planeamiento dinámico o por etapas (fases de tiempo), siendo esta última una de las más utilizadas, porque permite obtener mejores soluciones y porque permite identificar la etapa en que se debe hacer cada una de las actualizaciones y de las inversiones en la red [38], [56]–[58].

El modelo de planeamiento dinámico se desarrolla dividiendo el horizonte de tiempo del planeamiento en varias etapas con tiempos iguales. Esta metodología analiza las soluciones óptimas encontradas para cada una de estas etapas y las enlaza con las soluciones de las etapas anteriores a fin de hacer un uso óptimo de los recursos identificados en las etapas previas [58]–[62]. La solución del problema garantiza que las soluciones obtenidas en las etapas previas ayudan a optimizar las soluciones de la etapa siguiente de manera sucesiva etapa tras etapa, hasta encontrar el conjunto de soluciones y ajustes que minimicen el problema teniendo en cuenta las n etapas de tiempo en que este se ha dividido. La solución óptima encontrada para el año de planeamiento “ y ” depende del óptimo encontrado para el año “ $y-1$ ”, y la solución del planeamiento para el año final depende y tienen en cuenta las soluciones de todos los años anteriores [61], [63], [64].

Este método de solución ofrece mejores soluciones para el problema, pero implica un costo computacional mucho más alto que el método de planeación estática (en una sola etapa) [65], [66], en el cual se obtiene únicamente la solución para el año final del planeamiento sin tener en cuenta soluciones para los años o periodos intermedios.

La solución del problema de planeamiento utilizando el modelo descrito da como resultado:

- Los equipos que se deben instalar año a año en la red para garantizar el suministro de energía requerida por los usuarios.

- El año en que se debe instalar, el nodo en que se localiza y la capacidad de potencia de los bancos de compensación requeridos.
- El año en que se deben hacer ampliaciones a la subestación de potencia y la potencia o capacidad de cada una de las ampliaciones requeridas.
- El año en que se deben ampliar los alimentadores, la capacidad que debe tener cada una de las ampliaciones requeridas, y los nodos o tramos de la red que requieren dichas ampliaciones.
- Los costos totales de mantenimiento de la red eléctrica de distribución durante el periodo de planeamiento.
- Los costos de inversión requeridos para ampliar la capacidad de los equipos o elementos existentes y los costos de inversión requeridos para la instalación de nuevos elementos.
- Los costos de operación y mantenimiento de todos los activos requeridos para el funcionamiento de la red durante el periodo de planeamiento.
- Las pérdidas totales de energía durante el periodo de planeamiento, teniendo en cuenta las soluciones propuestas y la energía demandada durante el periodo de planeación.

En general, los resultados obtenidos en el proceso de planeamiento con el modelo presentado permiten identificar el momento adecuado en que se deben hacer las inversiones para ampliar o instalar nuevos equipos en la red, distribuyendo y ejecutando los recursos financieros en las diferentes etapas del planeamiento, teniendo en cuenta el horizonte de tiempo para el cual se soluciona el problema.

2.4 Requerimientos y necesidades del planeamiento moderno

El modelo de planeamiento presentado en esta sección corresponde a uno de los modelos más usados en el planeamiento actualmente, y si bien se basa en el modelo de planeamiento clásico, basados en el tipo de restricciones y funciones objetivos planteadas,

ofrece ventajas significativas como la representación multi-etapa del modelo, la posibilidad de analizar y evaluar el efecto de los elementos incluidos en el planeamiento mediante las ecuaciones de flujo de potencia AC, así como la posibilidad de identificar el periodo, lugar en que se debe instalar cada uno de los equipos requeridos y la capacidad adecuada de estos equipos.

Si bien este modelo presentado es un modelo bastante completo, no es lo suficientemente bueno para las necesidades actuales de los sistemas de distribución, puesto que no incluye elementos como generación distribuida, almacenamiento con baterías, ni estrategias de gestión de demanda. Estos elementos tienen un alto grado de incidencia y penetración en las REDis actualmente, y es necesario plantear soluciones con este tipo de elementos para el planeamiento de las REDis.

Dichos elementos deben ser incluidos en el planeamiento moderno porque son dispositivos y estrategias que tienen un alto nivel de incidencia en las redes de distribución, afectan significativamente el funcionamiento de la red, impactan de manera importante los costos de inversión y mantenimiento, y además, ayudan a mejorar los índices de confiabilidad, reducir las pérdidas en la red, y disminuir los niveles de emisión contaminantes producidos por las plantas de generación.

Los aspectos antes mencionados explican la importancia de investigar en este tema, desarrollar y proponer nuevos modelos, metodologías e índices que permitan desarrollar, evaluar y medir las actividades de planeamiento de una manera integral, para aprovechar los beneficios que ofrecen las nuevas tecnologías, y también, encontrar las soluciones más eficientes desde un punto de vista operativo, y viables desde el punto de vista financiero.

3.EFICIENCIA DE LA REDis Y SU EFECTO EN EL PLANEAMIENTO

En este capítulo se desarrolla un índice que permite medir el nivel de eficiencia con el que se usa la capacidad instalada de la red eléctrica de distribución, y se denomina coeficiente de aprovechamiento de la REDis. El índice de aprovechamiento de la REDis no hace parte de los objetivos planteados en esta tesis, pero hace parte del trabajo realizado, y si bien no se incluye de forma detallada en los siguientes capítulos, puede tomarse como un punto de referencias para futuros trabajos de investigación.

En la primera parte de este capítulo se describe la relación que existe entre la curva de demanda y la capacidad asignada a los equipos eléctricos en el diseño de la REDis. Posteriormente se hace la descripción conceptual y la formulación matemática del coeficiente de aprovechamiento de la REDis, que mide la eficiencia de cada uno de los alimentadores y de la red en conjunto. Luego se hace la validación del coeficiente de aprovechamiento de la red, usando un sistema de prueba IEEE de 13 nodos modificado. Después se implementa el índice de aprovechamiento en un caso de planeamiento de REDis, usando un sistema de prueba IEEE de 33 nodos. Finalmente se analizan los resultados del caso de planeamiento, que confirman que el índice desarrollado representa de forma adecuada el nivel de eficiencia con que se aprovechan los recursos instalados (alimentadores) en la REDis, y comprueban que existe una relación directa entre los costos totales del planeamiento, la curva de demanda de potencia y el índice de aprovechamiento de la REDis.

APORTES DE ESTE CAPITULO AL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

A continuación se presentan los aportes de este capítulo a los temas de investigación en las redes eléctricas de distribución, que son:

- Se desarrolla y valida el índice de aprovechamiento de REDis, que permite calcular cómo se usa la capacidad instalada de la red, y que tan eficientemente se usa dicha capacidad instalada.
- Se confirma, con base en el índice de aprovechamiento de la red, que la curva de demanda y la eficiencia de la red afectan los costos totales de planeamiento de las REDis.

3.1 Estado del arte en técnicas e índices para medir la eficiencia de las REDis

El uso eficiente de las redes eléctricas de distribución es un aspecto importante para mejorar la operación y el planeamiento de las REDis porque hay restricciones de capital que restringen la cantidad de elementos que se pueden usar en la ampliación y expansión de la red. Este aspecto se trata en [48], que propone una metodología para identificar qué partes de la red requieren mayores inversiones para garantizar el suministro de energía, basados en la operación eficiente de la REDis. El autor propone dos índices (Factor X y factor Q) para evaluar estos aspectos. Los autores en [67] analizan la relación entre las inversiones de capital y la eficiencia de la red de Distribución de Croacia. En este caso, clasifican la red en varias zonas de acuerdo al aumento de la demanda y posteriormente usan esta información para mejorar el funcionamiento de la red, reducir las pérdidas de energía y reducir los costos de capital.

Algunos investigadores también han enfocado sus esfuerzos en el ahorro de energía y la reducción de pérdidas para mejorar la eficiencia. Este es el caso de los autores en [68], que analizan diferentes estrategias para reducir las pérdidas de energía en Sarawak, Malasya. Los autores en [5], [67] y [68] proponen mejorar la eficiencia en la red mediante la reconfiguración de alimentadores, encontrando que esta técnica es efectiva porque mejora las condiciones de operación de la REDis y disminuye las pérdidas de energía.

Otro de los enfoques usados con frecuencia para reducir las pérdidas de energía y mejorar la eficiencia de la red es mediante el uso de generación distribuida, como se ve en [57] y

[71], que hacen reconfiguración de la red e integración de GD para lograr un uso más eficiente de la energía, enfocándose en la reducción de pérdidas. En [72] se usa generación fotovoltaica para mejorar simultáneamente la eficiencia energética y la calidad de potencia en la red, mientras que los autores en [73] maximizan la capacidad de generación distribuida mediante el uso fuentes de generación renovable, para lograr un acuerdos entre inversores privados y operadores de la red, que permita mejorar la eficiencia del sistema.

También existen estrategias que tratan de aumentar la capacidad aprovechada de los equipos instalados en la red. En [74] se implementan estrategias de gestión de demanda para reducir condiciones de sobrecarga, pérdidas de energía y reducir los niveles de congestión en la red, mientras que en [75] se usan estrategias de gestión de demanda para maximizar la cargabilidad de los alimentadores y reducir las pérdidas de energía, de forma simultánea. Otros trabajos como [76], proponen un método para clasificar los alimentadores según la capacidad disponible, de tal forma que puedan ser aprovechados para instalar DERs. En este caso, se calcula la relación entre la capacidad aprovechada de los alimentadores con DERs y la capacidad esperada sin DERs.

Si bien muchos de estos trabajos tratan de mejorar la eficiencia de la red, no son muchos los que usan índices para medir la eficiencia, a continuación se documentan algunos de los trabajos que miden la eficiencia de los equipos o de la red en conjunto. Los autores en [77] proponen un modelo para calcular la eficiencia global de la red de distribución incluyendo eficiencia energética, la eficiencia de los activos y la eficiencia del recurso humano, y proponen un modelo para determinar qué tan eficientemente se usan los alimentadores. Este índice se calcula con base en la demanda pico, el factor de carga, la capacidad instalada y el tiempo de operación de la red. En [78], los autores calculan la capacidad usada de los activos como parte de un índice que determina la vida útil de los equipos que componen la red. En [79] se propone un método para calcular la eficiencia de la red mediante índices que miden la eficiencia de los equipos y los alimentadores, para lo cual jerarquiza y pondera los elementos de acuerdo a su importancia para funcionamiento de la red.

Aunque hay muchos trabajos que buscan mejorar la eficiencia de la REDis, son pocos los que usan índices para medir dicha eficiencia, y aquellos que los usan, calculan la eficiencia para unas condiciones de carga específicas o para un momento específico del día. En general no se encuentran índices que permitan conocer la eficiencia global de la red teniendo en cuenta el efecto de la demanda durante todo el día, y que además incluyan el efecto de todos los alimentadores que componen la red.

3.2 Diseño y planeamiento de las REDis y su relación con la curva de demanda de potencia

El diseño de las REDis se realiza teniendo en cuenta la demanda de potencia pico estimada y la capacidad de reserva requerida para atender variaciones de carga no previstas. Estos aspectos se usan para calcular la capacidad de los transformadores, alimentadores, protecciones y demás elementos necesarios para construir la red, garantizando los niveles de calidad y confiabilidad requeridos por el sistema de distribución [80], [81].

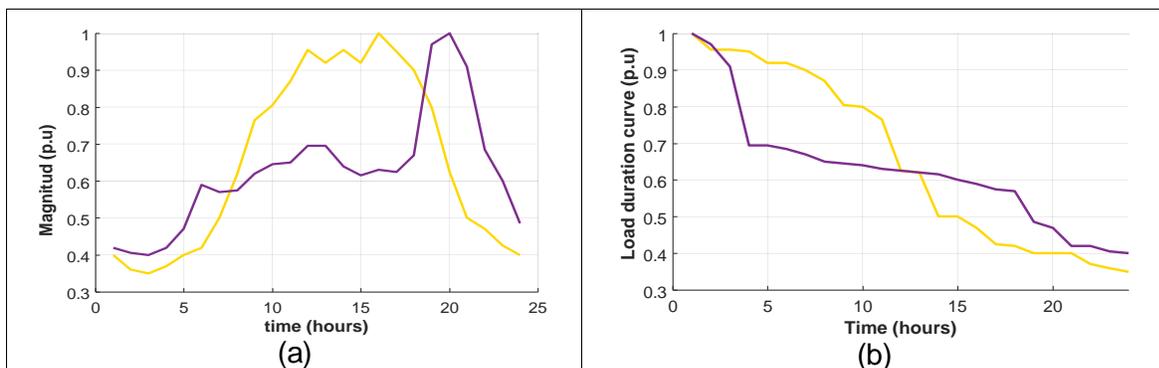


Figura 3-1. Curvas de demanda para usuarios residencial y comercial. a) Demanda representada mediante curva horaria para un día típico. b) Demanda representada mediante curvas de duración de carga. Fuente CIGRE

Aunque el diseño de la red implica el cálculo y selección de muchos elementos, todos estos dependen de la potencia pico estimada, que depende de la curva de demanda. La demanda varía continuamente durante las 24 horas del día, alcanzando un valor máximo (demanda pico) en un momento específico del día, sin embargo, está por abajo de este máximo durante la mayor parte del día, y en algunos casos puede disminuir hasta alcanzar valores cercanos al 40%, como se observa en la Figura 3-1a [82].

En general, la curva de demanda de potencia varía dependiendo del tipo de usuario (industrial, comercial, residencial), la hora del día, la región, las condiciones climatológicas, los hábitos de consumo de la población, y muchos otros aspectos que afectan su forma característica, pero que no pueden ser controlados de forma directa. Esta es una de las razones por las que existe una gran diversidad de curvas de demanda que varían en forma y magnitud (dispersión), pero que mantienen algunos patrones o formas que permiten su clasificación dependiendo del tipo de usuario [83], [84].

Otra forma de representar la demanda es mediante la curva de duración de carga (CDC), que presenta la demanda de potencia pero organizando la información de los consumos de manera descendente, como se observa en la Figura 3-1b. La CDC representa la demanda mediante bloques de carga con valores constantes que mantienen su patrón de consumo durante algunos periodos de tiempo, y se usa para representar la demanda de una forma simplificada [79].

3.3 Eficiencia de la REDis y su relación con la curva de demanda

La REDis tiene la capacidad de atender de manera continua una demanda igual a la demanda pico instalada durante las 24 horas del día, pero dicha capacidad no se aprovecha de manera eficiente porque la potencia en los transformadores y alimentadores depende de la curva de demanda. Por lo tanto, la potencia entregada a la red es menor a la potencia pico para la cual se diseña, y esto genera un uso no eficiente de la capacidad instalada de la REDis. Por esta razón se puede decir que la curva de demanda es un aspecto no controlado que afecta la eficiencia del sistema, las condiciones de operación y el costo total de la red.

La capacidad instalada de la REDis está determinada por la máxima capacidad de los transformadores y/o los alimentadores que la componen, y se calcula teniendo en cuenta la demanda de potencia estimada y la capacidad de reserva. El factor de reserva incrementa la capacidad de la red en un 10% según varios autores (Figura 3-2), razón por la cual es el incremento considerado en este trabajo [64], [65].

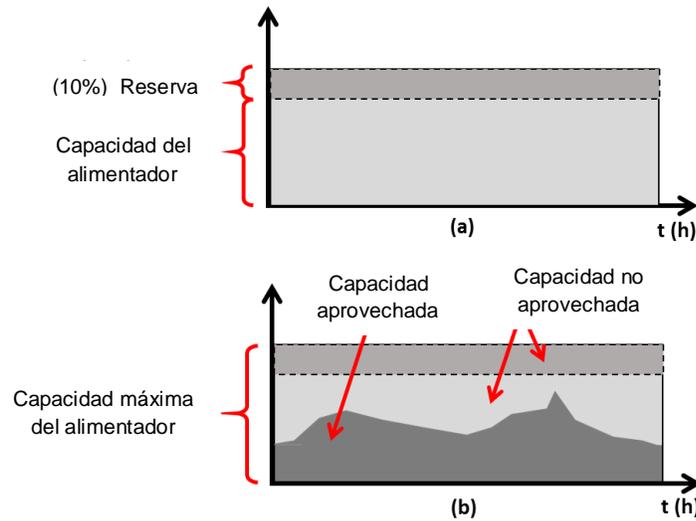


Figura 3-2. (a) Cálculo de la capacidad instalada de la red teniendo en cuenta la demanda pico estimada y el factor de reserva usados para el diseño de la red. (b) Capacidad instalada de la red en relación con la capacidad aprovechada durante un día típico, teniendo en cuenta el efecto de la curva de demanda (fuente propia)

3.4 Aprovechamiento de la capacidad instalada de la REDis

Medir y evaluar la forma en que se aprovechan los recursos es una práctica común en la industria para mejorar la eficiencia en los procesos de producción, y busca aprovechar los recursos disponibles de una manera más eficiente para aumentar la capacidad de producción a la vez que se reducen las necesidades de capital de inversión. Esta práctica evita el uso del capital como la única herramienta posible para incrementar la capacidad de producción y los ingresos de las compañías.

A pesar de las diferencias que existen entre la industria en general y las redes eléctricas, hay algunos aspectos comunes que pueden ser analizados siguiendo esta metodología, como sucede con la capacidad instalada de los activos (alimentadores y transformadores), así como sus costos de capital y de operación. Las REDis están sujetas a restricciones técnicas y de capital, con lo cual, un aprovechamiento más eficiente de los recursos conlleva a mejorar sus condiciones de funcionamiento y a disminuir las necesidades de capital para su ampliación.

En condiciones ideales de máxima eficiencia (aprovechando al máximo la capacidad instalada de la red), la red trabajaría las 24 horas del día a su máxima capacidad disponible y podría llevar una cantidad de energía igual a su máxima capacidad multiplicada por las 24 horas del día. En estas condiciones se lograría un máximo aprovechamiento de la red porque se aprovecha el 100% de su capacidad, logrando un funcionamiento adecuado y también un uso eficiente de los recursos financieros asignados para su montaje y operación. A pesar que estas son las condiciones deseables para el funcionamiento de la red, no es posible lograrlas debido a la naturaleza de la curva de demanda, que cambia continuamente durante el día y depende de muchos factores que están fuera del control de los operadores del sistema eléctrico.

Para el cálculo del índice de aprovechamiento de la red se proponen tres indicadores que son: cálculo de la eficiencia de los alimentadores, cálculo del índice de aprovechamiento de los alimentadores, y finalmente el cálculo del índice de aprovechamiento de la REDis. Los conceptos y modelos propuestos se presentan a continuación.

3.4.1 Cálculo de la eficiencia en el uso de los alimentadores

La eficiencia de un alimentador $\eta_{y,h,i,j}^{Fdr}$, se define en este caso como la relación entre el flujo de potencia que circula a través del alimentador i,j en un momento dado, en relación con la máxima capacidad instalada del alimentador para ese momento (año), y se calcula según lo indicado en la ecuación Ec. 22.

$$\eta_{y,h,i,j}^{Fdr} = \frac{Sf_{y,h,i,j}^{Fdr}}{SfMax_{y,i,j}} \quad Ec. 22$$

La eficiencia varía hora a hora porque depende de la demanda y específicamente de los flujos de potencia que circulan por el alimentador, lo cual hace que su valor cambie continuamente durante el día.

3.4.2 Cálculo del índice de aprovechamiento del alimentador

Basados en los conceptos de capacidad instalada y capacidad aprovechada, se define el índice de aprovechamiento del alimentador $ExpCap_{y,i,j}^{Fdr}$, como la relación entre la energía total que fluye por el alimentador durante las 24 horas del día (sujeta a la curva de demanda) dividida por la energía máxima que dicho alimentador podría llevar en el mismo periodo de tiempo teniendo en cuenta la capacidad máxima del alimentador $SfMax_{y,i,j}^{Fdr}$, y se calcula de acuerdo a la ecuación Ec. 23, donde $\eta_{y,h,i,j}^{Fdr}$ representa la eficiencia del alimentador i,j en la hora h del año y del planeamiento, $\Delta t_{b,ht}$ representa el tiempo h que dura el bloque de carga b , y $Sf_{y,h,i,j}^{Fdr}$ representa el flujo de potencia por el alimentador i,j en la hora h del año y .

$$ExpCap_{y,i,j}^{Fdr} = \sum_{h=1}^3 \left(\frac{\Delta t_{ht}}{24} \frac{Sf_{y,i,j,h}^{Fdr}}{SfMax_{y,i,j}^{Fdr}} \right) \quad Ec. 23$$

$$= \left(\sum_{h=1}^3 \frac{\Delta t_h}{24} \eta_{y,h,i,j}^{Fdr} \right)$$

Si los alimentadores llevan una potencia igual a su máxima capacidad en un momento o en una hora específica del día ($Sf_{y,i,j,h}^{Fdr} = SfMax_{y,i,j}^{Fdr}$), entonces la capacidad aprovechada del alimentador será igual a 1, e indica que el aprovechamiento del alimentador es del 100% en relación con su capacidad instalada. Este es un caso hipotético que se presentaría únicamente si hubiese una única carga localizada en el punto más lejano de la red, y todos los alimentadores estuviesen trabajando a su máxima capacidad todo el tiempo. Teniendo en cuenta que el sistema de distribución tiene múltiples cargas conectadas en diferentes puntos de la red, con diferentes curvas de carga, todos los alimentadores tendrán un índice de aprovechamiento menor a 1.

3.4.3 Cálculo del índice de aprovechamiento de REDis

El índice de aprovechamiento total de la red $ExpCap_y^{NTW}$ (ecuación Ec. 24) se calcula multiplicando el índice de aprovechamiento de cada uno de los alimentadores $ExpCap_{y,i,j}^{Fdr}$, por $Wgh_{y,i,j}^{Fdr}$ que pondera cada uno de los alimentadores de la red, indicando la relevancia

(importancia) que el alimentador tiene para el funcionamiento de la red, cuando está en condición crítica de operación, lo cual sucede cuando opera con la demanda pico.

En la ecuación *Ec. 26*, $Sf_{y,i,j,h}^{Fdr.Pk}$ representa el flujo de potencia por el alimentador i,j cuando la red atiende la demanda pico, y Pg_y^{Pk} representa la demanda pico de toda la red. La relación entre $Sf_{y,i,j,h}^{Fdr.Pk}$ y Pg_y^{Pk} refleja la contribución de cada alimentador para garantizar que la red atienda la demanda pico total, mientras que $TotSf_y^{Fdr}$ (*Ec. 25*) suma la contribución de cada uno de los alimentadores que componen la red en esta condición de carga, y se usa como valor de referencia para calcular el valor ponderado (relevancia) de cada uno de los alimentadores.

$$ExpCap_y^{NTW} = \sum_{i \neq j}^I (ExpCap_{y,i,j}^{Fdr} Wgh_{y,i,j}^{Fdr}) \quad Ec. 24$$

$$TotSf_y^{Fdr} = \sum_{i,j \neq 0}^I \left(\frac{Sf_{y,i,j}^{Fdr.Pk}}{Pg_y^{Pk}} \right) \quad Ec. 25$$

$$Wgh_{y,i,j}^{Fdr} = \frac{Sf_{y,h,i,j}^{Fdr.Pk}}{Pg_y^{Pk}} \frac{1}{TotSf_y^{Fdr}} \quad Ec. 26$$

La ecuación *Ec. 27* calcula el índice de aprovechamiento de la REDis teniendo en cuenta los flujos de potencia y la eficiencia de cada uno de los alimentadores.

$$ExpCap_y^{NTW} = \sum_{i \neq j}^I \left[\left(\sum_{h=1}^3 \frac{\Delta t_h}{24} \eta_{y,h,i,j}^{Fdr} \right) \left(\frac{Sf_{y,h,i,j}^{Fdr.Pk}}{Pg_y^{Pk}} \frac{1}{TotSf_y^{Fdr}} \right) \right] \quad Ec. 27$$

3.5 Validación del índice de aprovechamiento de la red

Como se indicó al inicio del capítulo, en este aparte se hace el proceso de validación conceptual de cada uno de los índices propuestos, entendiéndose por validación conceptual que los índices representen de forma correcta los conceptos que con estos se quieren

interpretar (eficiencia, aprovechamiento e importancia para el funcionamiento de la red). Para esto se usa un sistema de prueba pequeño (Figura 3-3), en el que se puedan verificar fácilmente los índices propuestos. Para validar la formulación propuesta se analiza un caso de estudio usando una red eléctrica IEEE de 13 nodos modificada (Figura 3-3), en la cual se plantean tres escenarios con curvas de duración de carga diferentes, en los que se calcula y valida el índice de aprovechamiento de la red.

El problema de planeamiento formulado se implementa en GAMS 34.2.0, y se soluciona usando los solvers DICOPT, MINOS y CPLEX, que funcionan de manera conjunta para resolver el problema de planeamiento entero mixto no lineal (MINLP). Las simulaciones se realizaron usando una máquina virtual con 8 Gb de memoria RAM, 8 CPUs y sistema operativo Kernel 4.15.0-184.

3.5.1 Sistema de prueba usado para la validación conceptual

La Figura 3-3 muestra el sistema de prueba usado para el proceso de validación de los índices propuestos. Este es un sistema de prueba IEEE de 13 nodos modificado, en el que se han eliminado algunos alimentadores para obtener una red de prueba pequeña, en el que se pueden validar fácilmente los índices propuestos y su coherencia conceptual.

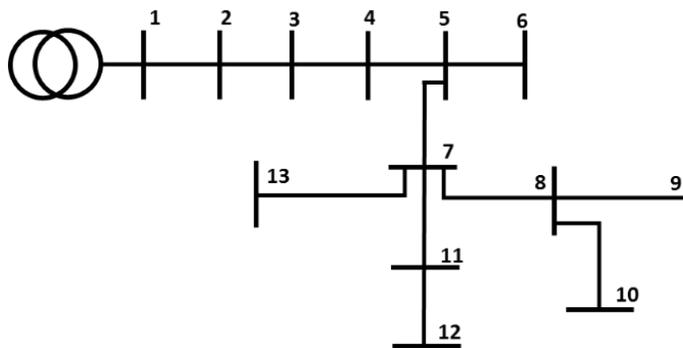


Figura 3-3. Sistema de prueba IEEE de 13 nodos modificado, usado para validación de los coeficientes de aprovechamiento de la red [85]

La validación se hace usando tres escenarios distintos en los que se cambia el número de alimentadores que se usan, el número de cargas conectadas a la red, y la curva de

demanda con que se representan las cargas, que se representan usando curvas de duración de carga (CDC).

3.5.2 Escenarios propuestos

Los aspectos a tener en cuenta para los tres escenarios propuestos son: la curva de duración de carga, el número de cargas conectadas a la red y el número de alimentadores requeridos para llevar potencia desde la fuente de alimentación hasta la carga.

Cada escenario se usa para validar la coherencia conceptual de los índices propuestos, partiendo del análisis de un caso muy simple en que los índices se validan fácilmente (con una única carga y 4 alimentadores, escenario 1), siguiendo con un escenario que incluye una carga que varía durante el día y los mismos 4 alimentadores (escenario 2), hasta llegar a un escenario más complejo (escenario 3) en el que se usan varios nodos y curvas de carga que varían en el tiempo para representar la demanda en cada nodo. En cada uno de los tres escenarios se calculan la eficiencia de los alimentadores, el factor de ponderación de cada alimentador, el índice de aprovechamiento de cada alimentador y el índice de aprovechamiento de la REDis.

- El primer escenario se usan solamente 4 nodos, 3 alimentadores (1-2, 2-3 y 3-4) y una única carga conectada en el nodo B4. La demanda se representa usando una curva de duración de carga (CDC) con demanda constante durante las 24 horas del día.
- El segundo escenario usa la misma configuración que el escenario 1, pero usa una CDC con tres niveles de demanda diferentes.
- En el tercer escenario usa el sistema de prueba completo con los 13 nodos, 12 alimentadores y 12 nodos de carga. La demanda se representa con CDC de tres niveles en cada uno de los nodos de carga.

Los flujos de potencia se calculan implementando las ecuaciones de flujos de potencia AC en el software GAMS, teniendo en cuenta la red eléctrica de prueba.

Caso 1. La red de prueba usa 4 nodos y tres alimentadores en serie (1-2, 2-3 y 3-4) para llevar potencia desde la fuente hasta la única carga conectada al nodo B4, tal como se indica en la Tabla 3.

Tabla 3. Condiciones de carga implementadas en el escenario 1

Nodos de carga	Demanda pico (kVA)	Magnitud CDC por bloque (p.u.)	Duración de cada bloque de carga (h)	Alimentadores requeridos para funcionamiento	Capacidad instalada del alimentador (kVA)
Nodo B4	6059.8	1	24	1-2, 2-3 y 3-4	6059.8

Los resultados presentados en la Tabla 4 muestran que el factor ponderado de cada alimentador es cercano a 0.333 (0.335, 0.333 y 0.331 respectivamente), y que la suma de estos es igual a 1 (100%). Esto indica que cada uno de los alimentadores es igualmente importante para suministrar potencia a la única carga conectada a la red. Los demás alimentadores que componen la red tienen un valor ponderado igual a cero porque los flujos de potencia son iguales a cero. Esto indica que dichos alimentadores no son relevantes para su funcionamiento en las condiciones que plantea este caso de estudio. Además, los resultados prueban que el factor de ponderación planteado representa de manera correcta la relevancia de los alimentadores que intervienen para llevar la potencia demandada por la carga, ya que la suma de los factores es igual a 1.

Tabla 4. Resultados del proceso de validación para el escenario 1

Alimentador	Factor ponderado	Eficiencia	Coefficiente de aprovechamiento
"1-2"	0.3350	0.7414	0.7414
"2-3"	0.3330	0.7359	0.7359
"3-4"	0.3310	0.7304	0.7304

También se observa que el coeficiente de aprovechamiento de los alimentadores es 0.7414, 0.7359 y 0.736 para cada uno de los tres alimentadores, y en este caso coinciden con la eficiencia de cada alimentador.

Los resultados comprueban que los índices desarrollados representan correctamente la relevancia de los alimentadores para la operación de la red, así como el aprovechamiento de su capacidad instalada para las condiciones planteadas en este escenario.

Caso 2. En este caso usa el mismo grupo de alimentadores y nodos que en el escenario 1, y se tiene una sola carga conectada en el nodo B4 tal como en el caso anterior, pero la demanda se representa usando una CDC con tres niveles de demanda como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Condiciones de carga implementadas en el escenario 2

Nodos de carga	Demanda pico (kVA)	Magnitud CDC por bloque (p.u.)	Duración de cada bloque de carga (h)	Alimentadores requeridos para funcionamiento	Capacidad instalada del alimentador (kVA)
Nodo B4	6059.8	1	2.5	1-2, 2-3 y 3-4	6059.8
		0.62	15.5		
		0.4	6		

El factor ponderado de cada alimentador se calcula como en el caso anterior, pero ahora se tienen tres valores de eficiencia y tres coeficientes de aprovechamiento diferentes, uno para cada bloque de carga. El factor ponderado de los alimentadores se mantiene igual que en el caso anterior porque los tres alimentadores son igualmente necesarios para el funcionamiento de la red, y porque el valor se calcula con base en la demanda pico.

Tabla 6. Resultados del proceso de validación para el escenario 2

Alimentador	Factor ponderado	Bloque de carga	Eficiencia	Coefficiente de aprovechamiento
"1-2"	0.335	Bloque 1	0.7414	0.4455
		Bloque 2	0.4567	
		Bloque 3	0.2935	
"2-3"	0.333	Bloque 1	0.7359	0.4434
		Bloque 2	0.4546	
		Bloque 3	0.2927	
"3-4"	0.3308	Bloque 1	0.7304	0.4413
		Bloque 2	0.4525	
		Bloque 3	0.2918	

La eficiencia varían dependiendo de la magnitud de cada bloque de carga y esto reduce el coeficiente de aprovechamiento de los alimentadores, como se observa en la Tabla 6.

El coeficiente de aprovechamiento de los alimentadores disminuye en comparación con el escenario 1 porque ahora se tienen tres bloques de carga: demanda pico con una duración de 2.5 horas, demanda media con una duración de 15.5 horas, y demanda baja con una duración de 6 horas. Estos cambios en la demanda reducen el coeficiente de aprovechamiento de la REDis, indicando que la capacidad instalada de los alimentadores y de la red en conjunto no se aprovecha de manera adecuada, y además, que el nivel de aprovechamiento es menor que en los casos anteriores.

Al analizar el índice de aprovechamiento calculado para cada uno de los bloques de carga y cada uno de los alimentadores (Tabla 6), se ve que la eficiencia disminuye cuando la demanda cae en los tres bloques de carga. Esto indica que hay un menor aprovechamiento de la capacidad instalada de los alimentadores cuando disminuye la demanda.

Caso 3. En este caso se usan los 13 nodos y los 12 alimentadores del sistema de prueba, y se tienen cargas conectadas en cada uno de los 12 nodos de carga de la red. La carga de cada nodo se representa teniendo en cuenta la magnitud en por unidad y la duración asignada a cada uno de los tres bloques de carga, según se indicada en la Tabla 5. La demanda en cada nodo se obtiene multiplicando la magnitud de la carga del respectivo nodo indicada en la Tabla 7 por la demanda en por unidad indicada en la Tabla 5 para cada uno de los tres bloques de carga.

La Tabla 8 muestra el factor ponderado (relevancia) de cada uno de los alimentadores de la red, la eficiencia de los alimentadores con el bloque de carga 1, y el coeficiente de aprovechamiento del alimentador correspondiente.

Tabla 7. Demanda pico para cada nodo en el sistema de prueba de 13 nodos

Nodo No.	P (kVA)	Q (kVAR)	Nodo No.	P (kVA)	Q (kVAR)
B1	0	0	B8	460	145
B2	445	234	B9	383	249
B3	314	235	B10	331	240
B4	556	382	B11	345	93
B5	318	189	B12	646	277
B6	237	172	B13	562	240
B7	671	539			

Los resultados indican que el valor ponderado asigna una mayor relevancia a los alimentadores con mayor flujo de potencia como sucede con los alimentadores 1-2 y 2-3, porque son los alimentadores más críticos para la operación de la red. También se observa que los alimentadores menos relevantes son aquellos alimentadores alejados de la fuente y que tienen menores flujos de potencia cuando se atiende la demanda pico, como es el caso de los alimentadores 8-9, 9-10 y 5-6.

Tabla 8. Resultados del proceso de validación para el escenario 3

Alimentador	Factor ponderado	Eficiencia	Coefficiente de aprovechamiento
"1-2"	0.2035	0.7899	0.4728
"2-3"	0.1847	0.7167	0.4304
"3-4"	0.1711	0.6639	0.4000
"4-5"	0.1498	0.7611	0.4587
"5-6"	0.0089	0.0776	0.0469
"5-7"	0.1283	0.6521	0.3935
"7-8"	0.0442	0.3848	0.2325
"7-11"	0.0373	0.3247	0.1962
"7-13"	0.0211	0.1840	0.1112
"8-9"	0.0144	0.1254	0.0758
"8-10"	0.0124	0.1084	0.0655
"11-12"	0.0243	0.2116	0.1279

Los valores calculados para el índice de aprovechamiento en este caso de estudio confirman que el factor de ponderación representa de manera adecuada la relevancia de cada uno de los alimentadores en el funcionamiento de la red de prueba y confirman que

el índice de aprovechamiento de la red representa de forma adecuada la eficiencia de la REDis.

3.5.3 Análisis de resultados

Comparando los coeficientes de aprovechamiento de toda la red $ExpCap_y^{Net}$ para uno de los casos de prueba, se observa que éste es mayor cuando la demanda de potencia se mantiene constante durante todo el día (escenario 1) a cuando hay cambios en la demanda como sucede en los escenarios 2 y 3.

Al analizar estos resultados de los tres escenarios podemos concluir que la REDis funciona de manera más eficiente cuando no hay variaciones en la demanda durante el día, siempre que la red esté operando cerca de su capacidad máxima. Esto indica que al aplanar la curva de demanda se puede aprovechar la capacidad instalada de los activos que componen la red de una manera más eficiente, lo cual se puede comprobar fácilmente calculando el coeficiente de aprovechamiento de los alimentadores y el coeficiente de aprovechamiento de la red.

Con base en el análisis de los escenarios propuestos se confirma la coherencia conceptual de cada uno de los índices propuestos y se demuestra que estos índices representan adecuadamente el nivel de eficiencia con que se aprovecha la capacidad instalada de los alimentadores y de la REDis. Finalmente, se confirma que los índices desarrollados son un aporte importante para el estudio y para el planeamiento de las REDis, ya que se pueden usar como una herramienta adicional para saber qué tan eficientemente se usan los activos que componen la red, siendo un aspecto que puede ser usado para la operación y para el planeamiento de las REDis.

3.6 Índice de aprovechamiento de la REDis y su relación con el planeamiento

El segundo aspecto a tratar en este capítulo consiste en analizar cómo se relaciona el índice de aprovechamiento de la REDis con los resultados de planeamiento, cuando se

tienen curvas de demanda diferentes. Para evaluar el efecto de la curva de demanda en el planeamiento y su relación con el índice de aprovechamiento de la red, se plantean cuatro casos de estudio de planeamiento (cada uno con una CDC diferente), usando un sistema de prueba IEEE de 33. Los casos de planeamiento se desarrollan siguiendo el modelo de planeamiento clásico presentado en el capítulo 2 (ecuaciones Ec. 1 a la Ec. 21) e incluyendo las ecuaciones para calcular el índice de aprovechamiento de la REDis. Con base en estos casos, se analiza el efecto de la curva de demanda en el planeamiento, su relación con el índice de aprovechamiento de la red y el efecto en los costos totales de planeamiento.

El planeamiento se plantea como un problema de optimización que minimiza las pérdidas totales de energía durante el periodo de planeamiento, a la vez que se cumplen las restricciones de operación de la red. La solución del problema debe garantizar el suministro de energía a los usuarios de la red durante los 7 años del planeamiento, analizando posibles opciones como:

- Necesidad de ampliación de subestaciones existentes, capacidad requerida y año en que se deben hacer dichas ampliaciones.
- Necesidad de ampliar la capacidad de alimentadores existentes, capacidad requerida y año en que se deben hacer dichas ampliaciones.
- Necesidad de instalar bancos de compensación capacitivos, nodo en que se deben instalar, capacidad requerida y año en que se requiere la instalación de estos elementos.

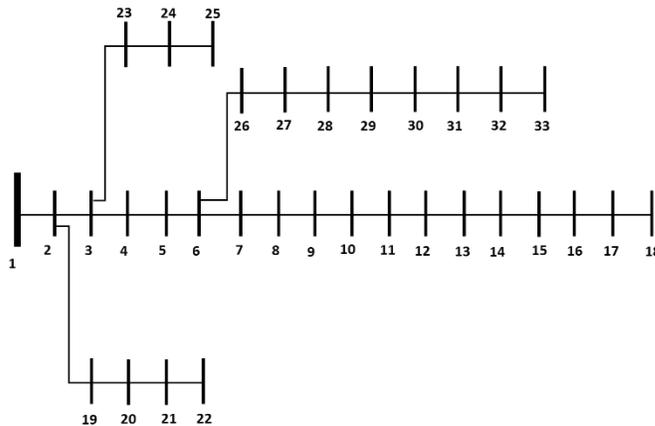
El estudio plantea cuatro casos de estudio de planeamiento. En cada caso, la demanda en cada nodo se representa con una curva de demanda (CDC), que cambia según el caso de estudio como se indica en la Tabla 9. Las CDC usadas en cada caso cambian la magnitud y la duración de cada uno de los tres bloques de carga, pero la demanda de energía total es la igual en cada uno de los cuatro casos de estudio (curva CDC100 para el caso 1, curva CDC90 para el caso 2, curva CDC80 para el caso 3 y curva CDC70 para el caso 4).

Tabla 9. Información de las curvas de demanda usadas para cada uno de los casos de prueba implementados

LDC	Bloque de carga	Demanda (pu)	Duración (h)	Energía total (pu)
CDC100	Bloque 1	1.000	2.6	14.5
	Bloque 2	0.620	15.0	
	Bloque 3	0.400	6.4	
CDC90	Bloque 1	0.900	2.6	14.5
	Bloque 2	0.635	15.0	
	Bloque 3	0.410	6.4	
CDC80	Bloque 1	0.800	3.2	14.5
	Bloque 2	0.645	14.2	
	Bloque 3	0.420	6.6	
CDC70	Bloque 1	0.700	4.5	14.5
	Bloque 2	0.655	13.0	
	Bloque 3	0.440	6.5	

3.6.1 Características del sistema de prueba usado para desarrollar el caso de planeamiento

Para analizar el caso de planeamiento propuesto en este capítulo se utiliza un sistema de prueba IEEE de 33 nodos, que tiene 32 nodos de carga y 1 nodo de generación (Figura 3-4). Este sistema tiene una demanda pico igual a 4369.3 kVA en el año cero del planeamiento, que aumenta con una tasa de crecimiento anual igual al 3%.

**Figura 3-4.** Sistema de prueba IEEE 33 nodos utilizado para desarrollar el caso de planeamiento clásico y analizar el índice de aprovechamiento de la red

La Tabla 10 muestra la información necesaria para desarrollar el caso de planeamiento clásico, incluyendo: capacidad de la subestación en el año cero, demanda pico de la REDis en el año cero, capacidad de los bancos de compensación, tamaño de las ampliaciones que se pueden hacer en la subestación y tamaño de las ampliaciones que se pueden hacer a los alimentadores (en capacidad).

Tabla 10. Información requerida para modelar el caso de planeamiento clásico

Capacidad de la subestación en el año 0	5000 kVA
Demanda de potencia pico en el año 0	4369.3 kVA
Voltaje de operación del sistema	11 kV
Tasa de crecimiento anual de la demanda	3%
Posibles ampliaciones en la subestación (kVA)	100, 200, 300, 500, 1000 y 1500
Tamaño de ampliaciones en alimentadores (kVA)	100
Cantidad de los compensadores (kVAR)	50
Presupuesto o capital de inversión (US\$)	5000000

3.6.2 Resultados de los casos de estudio planteados

La Tabla 11 resume los resultados para cada caso de estudio propuesto, indicando la capacidad y el año en que se debe hacer cada una de las ampliaciones a la subestación, los alimentadores que requieren ampliación indicando la capacidad requerida y el año en que se debe hacer esta modificación. También muestra los nodos que requieren compensación reactiva indicando la capacidad de cada una de las unidades de compensación a instalar y el año en que se debe hacer esta actualización.

Tabla 11. Soluciones al problema de planeamiento para los casos de estudio propuestos, indicando las ampliaciones requeridas para cada caso, y el año en que se deben implementar

Escenario	Subestación		Alimentadores		Compensación	
	Capacidad requerida kVA	Año	Alimentador Capacidad (kVA)	Año	Capacidad requerida y nodo kVAR	Año
CDC100	500	Año 1	A(5-6) – 200	Año 2	B17 -100 B18 -100	Año 1
	200	Año 3				
	200	Año 4				
	200	Año 5	A(1-2) - 400	Año 3		
	200	Año 6	A(3-4) – 200	Año 4	B17 - 200	Año 2
	200	Año 7				
	CDC90	100	Año 3	NA	NA	B17 - 200
200		Año 4				
100		Año 5				
200		Año 6				
200		Año 7				
CDC80	100	Año 7	NA	NA	NA	NA
CDC70	100	Año 7	NA	NA	B6 – 500	Año 1
					B18 – 200	
					B6 - 500	

Los resultados indican que el escenario CDC100 (CDC con demanda pico más elevada) es el que requiere mayor número de ampliaciones en la subestación durante el periodo de planeamiento, alcanzando un aumento en la capacidad de 1500 kVA al finalizar los siete años del planeamiento. Este aspecto es importante porque la ampliación de la subestación es la que requiere mayor capital de inversión.

3.6.3 Costos totales del planeamiento

Para obtener los costos totales del planeamiento en los cuatro casos planteados se tienen en cuenta los costos de capital requeridos para cada una de las ampliaciones, los costos de operación de cada unidad desde el momento en que es instalada hasta el final del periodo de planeamiento y los costos asociados a las pérdidas totales de energía durante los siete años del planeamiento. Dichos costos se ven reflejados en la Tabla 12, donde se resumen y presentan los costos asociados a cada una de las ampliaciones realizadas así como los costos de operación de las unidades instaladas, usando precios constantes.

Tabla 12. Costos de capital por concepto de ampliaciones para cada escenario de planeamiento

Elemento a ampliar	Costo unitario (USD)	Capacidad total instalada por escenario			
		CDC100	CDC90	CDC80	CDC70
Subestación (kVA)	50	1500	800	100	100
Alimentadores (kVA)	1	600	-	-	-
Bancos de compensación (kVAR)	5	200	200	-	1200
COSTO TOTAL (USD)		76600	41000	5000	11000

El costo de capital requerido varía de acuerdo con el escenario dando un máximo de 76600 US\$ para CDC100, 41000 US\$ y un valor mínimo de 5000 US\$ para el CDC80, como se observa en la Tabla 12.

Los costos asociados a las pérdidas de energía se calculan con base en las pérdidas totales durante el periodo de planeamiento, asumiendo un costo de 0.30 dólares por kVA para todos los casos, usando precios constantes.

Tabla 13. Costos asociados a las pérdidas totales de energía durante el planeamiento

Pérdidas	Escenarios de planeamiento evaluados			
	CDC100	CDC90	CDC80	CDC70
Pérdidas totales del planeamiento (kVA)	4073.17	3931.10	3863.49	3809.22
COSTO TOTAL (US\$)	1221.9	1179.3	1159.1	1142.7

Los resultados de la Tabla 13 indican que el escenario CDC100 produce mayores pérdidas que los demás escenarios y tienen los mayores costos por este concepto.

También es posible calcular los ahorros producidos cuando se tienen curvas de demanda con demanda pico menor, como se ve en la Tabla 14.

Tabla 14. Costos totales del planeamiento para los cuatro escenarios evaluados

Valores calculados	Escenarios de planeamiento evaluados			
	CDC100	CDC90	CDC80	CDC70
Costo total del planeamiento (US\$)	77821.9	42179.3	6159.1	12142.7
Ahorros respecto a CDC100 (US\$)	-	35642.6	71622.8	65679.2

Los costos totales presentados en la Tabla 14 indican que el escenario CDC 100 tiene mayor costo de planeamiento en comparación con los demás escenarios y es precisamente el escenario que presenta menor coeficiente de aprovechamiento de la red. Esto indica que una baja eficiencia en el aprovechamiento de la capacidad instalada de la red puede generar sobrecostos en el planeamiento de las REDis, y que el coeficiente de aprovechamiento de la red puede ser usado para medir e identificar las redes que presentan este tipo de situaciones, para así tratar de mejorar el funcionamiento a través de estrategias de gestión de demanda o respuesta a la demanda que ayuden a aplanar la curva de demanda.

4. INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PLANEAMIENTO

En este capítulo se propone un modelo de planeamiento que permite la integración de fuentes de generación distribuida (despachable y no despachable), y adicionalmente integra el modelo de despacho de energía por costo marginal. El modelo de despacho permite identificar las plantas de generación despachan energía a la REDis, hora a hora, durante el periodo de planeamiento, y permite conocer como la generación distribuida afecta el despacho económico centralizado. El modelo de planeamiento desarrollado permite calcular las emisiones de CO₂ de una manera mucho más precisa y cercana a la realidad gracias al modelo de despacho económico implementado, siendo este un aspecto que no se ha encontrado en los trabajos de planeamiento de REDis consultados.

En la primera parte de este capítulo se presentan los modelos matemáticos usados para representar las plantas de generación distribuida. Después se presenta el modelo matemático desarrollado para incluir el despacho económico por orden de mérito en el planeamiento. Posteriormente se presenta el modelo usado para calcular las emisiones de CO₂ producidas por los sistemas de generación, y finalmente se presenta el modelo de planeamiento completo. Para validar el modelo se plantea un caso de estudio con un sistema IEEE de 15 nodos, que se soluciona usando los tres criterios de optimización planteados en los objetivos de esta tesis de doctorado (minimizando pérdidas totales de energía, minimizando emisiones totales de CO₂ y minimizando costos totales de planeamiento). Con base en estos resultados se analiza el impacto que tienen las plantas de GD en el funcionamiento de la REDis, y el efecto que tienen en las pérdidas de energía, las emisiones de CO₂ y los costos de planeamiento.

APORTES DE ESTE CAPITULO AL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Los aspectos novedosos que se incluyen en este capítulo y contribuyen a una valoración más cercana de la realidad en el problema de planeamiento son:

- Integra un modelo de despacho de energía por costo marginal para representar la secuencia (orden) en que se despachan las plantas de generación que venden energía en el mercado eléctrico, teniendo en cuenta la tecnología de generación y su costo marginal (hidráulicas, carbón, gas, diésel).
- El modelo permite identificar el impacto de la GD en el despacho de energía, teniendo en cuenta cambios en las cantidades de energía que despacha cada una de las tecnologías que participan en el mercado eléctrico a causa de la GD.
- El modelo permite discriminar de una manera más precisa las emisiones de CO₂ producidas por las plantas de GD y las emisiones producidas por las plantas de generación que despachan en el mercado eléctrico, gracias a la implementación del modelo de despacho económico por costo marginal.

4.1 Estado del arte del planeamiento de REDis con integración de GD

Son muchas las investigaciones y trabajos que estudian la integración de GD en las redes eléctricas de distribución, pero la mayoría se enfoca en la localización y dimensionamiento óptimo de estos dispositivos, analizando los beneficios y riesgos que puede acarrear su integración en las REDis. Algunos trabajos como [86], [87] y [88] resumen y clasifican los resultados de varios trabajos por objetivo: minimizando pérdidas de energía, cantidad de unidades instaladas, reducción de costos, reducción de las inversiones, reducción de armónicos, maximizando el beneficio, minimizando las emisiones, minimizando la energía no entregada, y reduciendo la congestión en los alimentadores. También referencian algunos de los métodos de solución usados para resolver el problema de optimización, y explican otros criterios y restricciones usados en el dimensionamiento y la localización de la GD como: máximo nivel de penetración, máxima cantidad de energía cosechada por euro invertido, además de las restricciones de operación que se usan comúnmente en el problema.

En [89], [90] y [91] se analizan las ventajas de usar SC y DG de forma simultánea para mejorar el funcionamiento de la red, teniendo en cuenta aspectos como las pérdidas de potencia activa, la congestión de los alimentadores, la cantidad de energía comprada y los costos de facturación. En [89] se analizan 4 casos de estudio y se comprueba que el uso de BC mejora los perfiles de voltaje y reduce las pérdidas, y también, que el uso simultáneo de BC y GD incrementa los beneficios significativamente, mientras que en [91] se usan algoritmos genéticos para solucionar el problema, y se hace el planeamiento de la REDis en una sola etapa, por lo que solo se conoce el efecto de la red para el año final del planeamiento.

En [92] se propone un modelo analítico para solucionar el problema de localización y dimensionamiento de GD, que logra una reducción en el tiempo de cómputo requerido para resolver el problema en comparación con el método de búsqueda intensiva, aunque la búsqueda intensiva genera mejores soluciones. En [93] se implementa un modelo de optimización analítico que se desarrolla en dos etapas, en la primera se calcula el índice de sensibilidad de pérdidas y el tamaño óptimo de la GD, y en la segunda se determina la localización óptima de las unidades de GD. El método propuesto se compara con el método de optimización por búsqueda intensiva y se encuentran resultados similares, pero con mejoras en los tiempos de procesamiento computacional. En [94] se implementa el PSO para hacer localización y dimensionamiento óptimo de unidades de generación distribuida, indicando las ventajas y desventajas del método. El problema minimiza las pérdidas de energía gracias al uso de la GD y compara los resultados con y sin GD, encontrando una reducción de pérdidas cercana al 61%. También existen trabajos que plantean modelos híbridos para solucionar el problema de localización y dimensionamiento óptimo como [95], donde se plantea un método híbrido que usa formulación analítica y el PSO para solucionar el problema de dimensionamiento y localización óptima del GD. Los resultados encontrados indica que las soluciones encontradas con el modelo híbrido tienden a ser mejores que las analíticas cuando se instalan dos unidades de GD, pero la formulación analítica da mejores soluciones cuando se instalan más de dos unidades de GD.

Adicional a estos trabajos, se tiene otros que analizan los modelos, métodos y estrategias usadas para mejorar el planeamiento a la vez que integran fuentes de generación distribuida.

Los trabajos [14], [39], [41], [96] y [97] resumen los aspectos más relevantes relacionados el planeamiento de REDis teniendo en cuenta el tipo de planeamiento (estático y multi-etapa), los métodos de solución (formulación matemática, programación dinámica y optimización heurística) y los modelos usados para representar la GD en el planeamiento. También presentan los avances en el planeamiento en relación con almacenamiento, integración de vehículos eléctricos, integración de GD, con reconfiguración de la red y con estrategias de respuesta a la demanda. Además, plantea varios aspectos a tener en cuenta en las nuevas investigaciones: como incertidumbre en la demanda, incertidumbre en la generación, e integración de vehículos eléctricos. En [98] se plantea el problema de planeamiento con GD y estrategias de repuesta a la demanda bajo contratos de carga interrumpible. En este trabajo se incluye la dispersión de las plantas de generación eólica usando métodos estocásticos, y se desarrollan tres casos de estudio que muestran los beneficios logrados con los nuevos elementos.

En [60] se plantea una metodología de planeamiento en dos etapas que determina la localización, el tamaño y el momento en que se deben hacer las inversiones en la red. Incluye variables como número de unidades a instalar por cada tecnología, decisiones para redimensionar alimentadores, y el número de nuevos transformadores a instalar. Define de flujo de potencia, restricciones de voltaje y capacidad térmica de los alimentadores usando lógica difusa. Finalmente, compara la solución obtenida con el algoritmo IGA en relación con los resultados obtenidos con otros algoritmos genéticos. En [60] se propone un "planeamiento integrado de sistemas de distribución" con el uso de DG para reducir la congestión en el pico de demanda, reducir el costo de inversión, y reducir los costos asociados a las pérdidas de energía. Plantea una matriz de correlación para identificar los alimentadores que más se benefician por la integración de la GD, y usa esta información para hacer la localización de la GD. El problema se soluciona usando algoritmos genéticos, y el resultado muestra que la estrategia planteada reduce los flujos de potencia a 0.9 p.u. con respecto a los valores iniciales. En [20] se desarrolla una metodología para

planeamiento multi-etapa con GD y dispersión en la demanda. Los autores formulan el problema como un problema de optimización multi-objetivo y lo solucionan usando algoritmos genéticos. Analiza un primer caso sin incertidumbre en demanda y con DG, y un segundo caso que sí incluye el efecto de la incertidumbre en la demanda. Los resultados con incertidumbre muestran un incremento en la capacidad requerida de los DG, lo cual indica que la incertidumbre afecta el dimensionamiento de las unidades de GD.

En [62] se minimiza el costo total y las emisiones de gases contaminantes de forma simultánea usando el algoritmo genético NSGAI. El modelo incluye reconfiguración de la red, GD despachable, GD no despachable, y también incluye el efecto de la dispersión en generación, usando funciones de probabilidad. Analiza varios casos de planeamiento con: reconfiguración de la red, generación distribuida y, reconfiguración con GD de forma simultánea. Los resultados generan frentes de Pareto con mejores soluciones para el caso tres en comparación con los dos primeros casos. Por su parte, en [99] se minimizan los costos totales y se implementan restricciones para limitar las emisiones máximas de CO₂ que se producen en la red. El problema de planeamiento estático incluye GD eólica, GD fotovoltaica y el efecto de la dispersión en generación. Debido al modelo usado solo se conocen la solución para el año final de planeamiento, lo cual limita la calidad de las soluciones encontradas. En [100] se plantea un modelo multi-objetivo que minimiza las emisión de CO₂ y los costos del planeamiento usando el método “*e-constrained method*” para dar solución al problema. El modelo incluye GD renovable y no renovable, e incluye el efecto de la incertidumbre usando un modelo de programación estocástica. El problema se resuelve usando los criterios de optimización de forma individual, y posteriormente presenta el frente de Pareto con conjunto de soluciones que optimiza el problema multi-objetivo, generando un conjunto de soluciones que pueden ser usadas para el planeamiento de acuerdo con las necesidades y el criterio del planeador.

La revisión realizada muestra varios de los aspectos tratados en trabajos previos, incluyendo diferentes métodos de optimización, el efecto de la dispersión en generación, la demanda y los precios, y también proponen diferentes estrategias para solucionar el problema en una o varias etapas. Sin embargo, aunque varios de los trabajos analizan el efecto el efecto de la GD en las pérdidas de energía, en los costos de planeamiento y en las emisiones de gases contaminantes, ninguno de los trabajos consultados incluye el

modelo de despacho de energía como se plantea en este capítulo. Esto indica que aunque son muchos los aspectos y temas tratados en trabajos de investigación de investigación previos, falta profundizar en muchos de estos aspectos, y además se deben explorar nuevos modelos, metodologías y elementos que ayuden a mejorar la operación y el planeamiento de las REDis.

4.2 Modelamiento de los sistemas de generación distribuida

Existen diferentes formas de modelar el funcionamiento de los sistemas de generación distribuida y evaluar aspectos como pérdidas de energía, emisiones de CO₂ y costos de planeamiento. En este trabajo se plantea el uso de modelos matemáticos que incluyen variables enteras para seleccionar la capacidad de generación de las unidades de GD (cantidad de unidades a instalar), variables binarias que permiten seleccionar la ubicación de las unidades GD y variables continuas que permiten ajustar la potencia entregada por las plantas durante el día [87], [101], [102]. Teniendo en cuenta estos aspectos se seleccionan los modelos determinísticos para representar los perfiles de generación eólica y fotovoltaica, y el modelo simplificado para representar las plantas de generación despachable no intermitente [62], [102].

A continuación, se presentan los modelos usados para representar las plantas de generación distribuida, y se indica la forma como estos se adaptan al problema de planeamiento multi-etapa (multi-stage planning).

4.3 Representación matemática de GD en el problema de planeamiento

En esta sección se presentan las curvas a utilizar para representar el perfil de generación de las plantas eólica y fotovoltaica, la forma en que se representa la generación despachable intermitente, así como la formulación matemática usada para incluir estas tecnologías en el modelo de planeamiento de la REDis.

La Figura 4-1 muestra las curvas usadas para representar el perfil de generación de las plantas eólicas y fotovoltaicas. Los perfiles de generación representan la energía producida por cada una de las plantas de GD, hora a hora durante las 24 horas del día, usando valores normalizados. El uso de las curvas permite calcular la potencia generada en cada una de las plantas, multiplicando la capacidad instalada de la planta eólica o fotovoltaica con el perfil de generación normalizado para ese tipo de planta.

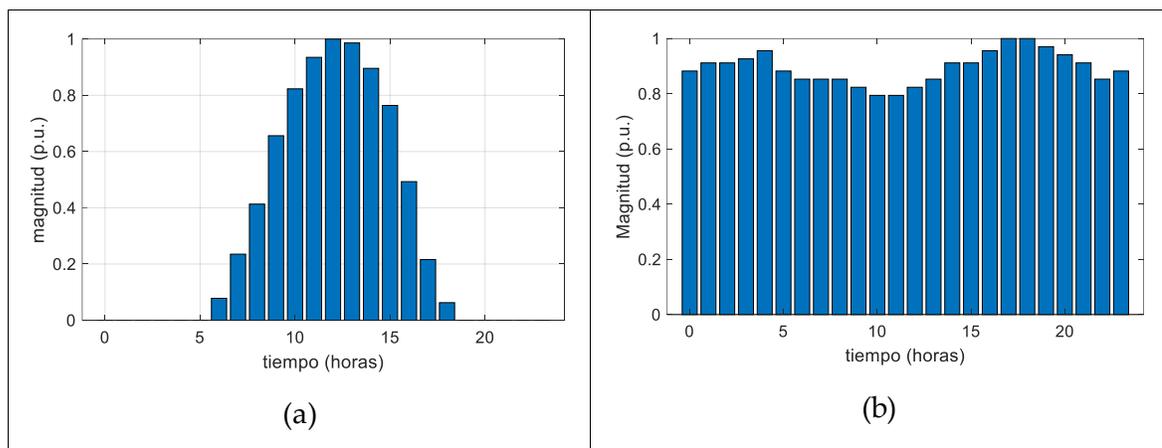


Figura 4-1. Perfiles de generación para plantas renovables no convencionales. a) Perfil de generación normalizado para planta fotovoltaica. b) Perfil de generación normalizado para planta eólica (fuente propia)

4.3.1 Modelos usados para integrar generación distribuida en el problema de planeamiento

4.3.1.1 Generación despachable no intermitente

Este tipo de modelos se usa para representar plantas de generación a gas, plantas de generación diésel y plantas de generación a carbón, sin embargo, esta investigación incluye solamente las plantas de generación a gas porque son plantas de GD frecuentemente usadas en las REDis. El modelo de planeamiento propuesto usa una estrategia de optimización multi-etapa, que permite ampliar la capacidad instalada de la GD año a año, durante el periodo de planeamiento [54], [101], [103]. Estas ampliaciones se pueden dar en un mismo nodo o en diferentes nodos de la red, dependiendo de las necesidades del sistema de distribución (ecuaciones Ec. 28 a la Ec. 32).

$$DG_{y,idg}^{DG.gas} = DG_{y-1,idg}^{DG.gas} + Ndg_{y,idg}^{DG.gas} \quad Ec. 28$$

$$Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} \leq Cap^{DG.gas} * DG_{y,idg}^{DG.gas} \quad Ec. 29$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.gas} \leq Nmax^{DG.gas} \quad Ec. 30$$

$$0 \leq Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} \leq DG_{y,idg}^{DG.gas} * Cap^{DG.gas} \quad Ec. 31$$

$$\left\| Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} - Pdg_{y,h-1,idg}^{DG.gas} \right\| \leq 0.3 * Cap^{DG.gas} * DG_{y,idg}^{DG.gas} \quad Ec. 32$$

Las ecuaciones Ec. 28 a la Ec. 32 muestran el modelo matemático usado para integrar las plantas GD a gas en el planeamiento, donde $DG_{y,i}^{DG.gas}$ representa el número total de unidades de generación distribuida instaladas en el nodo i , el año y del planeamiento. Esta cantidad se actualiza año a año partiendo del número de unidades instaladas el año inmediatamente anterior $DG_{y-1,idg}^{DG.gas}$ más el número de unidades a instalar en el año y ($N_{y,idg}^{DG.gas}$). Por su parte $Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas}$ representa la potencia entregada por las unidades instaladas en el nodo i , durante la hora h del año y , que corresponde a la potencia que aporta cada una de las unidades de GD al sistema de distribución en una hora y año específicos del planeamiento. Esta potencia no puede sobrepasar en ningún caso la capacidad total instalada en cada nodo $DG_{y,idg}^{DG.gas} * Cap^{DG.gas}$. Por su parte, $Nmax^{gas}$ representa el número máximo de unidades de generación que se pueden instalar en cualquiera de los nodos de generación, y puede estar relacionada con algunas restricciones de tipo financiero, restricciones de espacio físico para la instalación de las unidades u otro tipo de restricciones que puedan existir.

4.3.1.2 Generación distribuida renovable no convencional (no despachable)

Al igual que en el caso anterior, el modelo calcula el total de unidades de generación fotovoltaica y/o eólica instaladas en el nodo i , del año y (ecuaciones Ec. 33 a la Ec. 40), para determinar la capacidad de generación instalada en cada nodo ($Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv}$).

A diferencia de las plantas despachables, la capacidad de generación de las plantas renovables cambia hora a hora durante las 24 horas del día, y se representa con un perfil de generación horario como se hace en trabajos previos [104]–[106]. Por esta razón, la

capacidad de generación varía hora a hora como indican las variables $Cap_h^{DG.pv}$ y $Cap_h^{DG.wnd}$, que representan el perfil de generación eólica y fotovoltaica de este tipo de plantas, siguiendo los perfiles indicados en la Figura 4-1.

Generación fotovoltaica

$$DG_{y,idg}^{DG.pv} = DG_{y-1,idg}^{DG.pv} + N_{y,idg}^{DG.pv} \quad Ec. 33$$

$$Pdg_{y,h,idg}^{DG.pv} \leq Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv} \quad Ec. 34$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.pv} \leq Nmax^{DG.pv} \quad Ec. 35$$

$$0 \leq Pdg_{y,h,idg}^{DG.pv} \leq DG_{y,idg}^{DG.pv} * Cap_h^{DG.pv} \quad Ec. 36$$

Generación eólica

$$DG_{y,idg}^{DG.wnd} = DG_{y-1,idg}^{DG.wnd} + N_{y,idg}^{DG.wnd} \quad Ec. 37$$

$$Pdg_{y,h,idg}^{DG.wnd} \leq Cap_h^{DG.wnd} * DG_{y,idg}^{DG.wnd} \quad Ec. 38$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.wnd} \leq Nmax^{DG.wnd} \quad Ec. 39$$

$$0 \leq Pdg_{y,h,idg}^{DG.wnd} \leq DG_{y,idg}^{DG.wnd} * Cap_h^{DG.wnd} \quad Ec. 40$$

Basado en el número de unidades de generación instaladas en cada nodo y la capacidad nominal de cada unidad de GD, se determina la capacidad total instalada en cada nodo y la capacidad total instalada en la REDis.

4.3.2 Implementación del modelo de despacho económico en el planeamiento

La mayoría de los trabajos que miden las emisiones de CO2 producidas por los sistemas de generación de electricidad asumen que cada tecnología de generación produce la misma proporción de emisiones de CO2 en cualquier hora del día en que se hace el despacho [107]–[110], sin embargo, las proporciones de CO2 cambian junto con la demanda de energía durante todo el día. En la práctica, el despacho económico en Colombia (resolución CREG 024 de 1995) y en otros países se realiza por orden de mérito,

usando el costo marginal de generación como el criterio para determinar el orden en que se despachan las plantas de generación que ofertan en el mercado eléctrico.

Las plantas con menor costo marginal son las primeras en despachar, y aquellas con mayor costo marginal despachan únicamente cuando la demanda de potencia sobrepasa la capacidad de generación de las plantas más económicas [111], [112]. Este procedimiento para la asignación del despacho se repite hora a hora durante las 24 horas del día.

Por definición, el despacho económico por orden de mérito minimiza el costo total de la energía despachada en el mercado eléctrico, pero en este trabajo se implementa un sistema de restricciones que garantizan el cumplimiento del orden en el despacho de las plantas de generación (ecuaciones Ec. 41 a Ec. 50).

A continuación se presenta el modelo matemático desarrollado, que permite incluir el despacho de energía por costo marginal en el planeamiento, con los siguientes componentes.

- Incluye una restricción que garantiza el balance de energía teniendo en cuenta que la energía despachada en el mercado debe ser igual a la que se suministra a la REDis una vez descontadas las pérdidas de transmisión (Ec. 41).
- Incluye un grupo de restricciones que garantiza el despacho de las unidades de generación de acuerdo al orden de mérito por costo marginal. Las restricciones habilitan el despacho de una planta solamente cuando la capacidad de generación disponible en la planta previamente despachada (según el orden de mérito) se hace igual a cero (ecuaciones Ec. 42 a la Ec. 48).
- Incluye una ecuación que calcula el costo total del despacho teniendo en cuenta la cantidad de energía entregada por cada planta de generación y el costo marginal de la energía en el mercado eléctrico, durante todo el planeamiento (Ec. 50).

La restricción de balance de energía incluye las cuatro tecnologías de generación representadas en este problema de despacho: hidroeléctrica ($Pg_{y,h}^{SS.Hidro}$), carbón

$(Pg_{y,h}^{SS.Carb})$, gas $(Pg_{y,h}^{SS.Gas})$ y diesel $(Pg_{y,h}^{SS.Dies})$, y garantiza el balance de energía entre las cantidades despachadas en el mercado y las que llegan a la REDis a través de la subestación (Ec. 41).

$$Pg_{y,h}^{SS}(1 + Lss^{Tns}) = (Pg_{y,h}^{SS.Hidro} + Pg_{y,h}^{SS.Carb} + Pg_{y,h}^{SS.Gas} + Pg_{y,h}^{SS.Dies}) \quad Ec. 41$$

Las ecuaciones Ec. 42 a la Ec. 44 garantizan que las unidades de generación despachan solamente cuando capacidad disponible de la unidad anterior se hace igual a cero. $Pg_y^{XXX.Max}$ representa la capacidad máxima que puede despachar cada tecnología en el mercado y $Pg_{y,h}^{SS.XXX}$ representa la energía que despacha dicha tecnología, cada hora del día (XXX representa el tipo de planta).

$$Pg_{y,h}^{SS.Coal} * (Pg_{y,h}^{SS.Hidro} - Pg_y^{HidroMax}) \leq 0 \quad Ec. 42$$

$$Pg_{y,h}^{SS.Gas} * (Pg_{y,h}^{SS.Coal} - Pg_y^{CoalMax}) \leq 0 \quad Ec. 43$$

$$Pg_{y,h}^{SS.Dies} * (Pg_{y,h}^{SS.Gas} - Pg_y^{GasMax}) \leq 0 \quad Ec. 44$$

Las ecuaciones Ec. 45 a la Ec. 48 indican la capacidad de generación máxima y mínima de cada tecnología de generación que despacha en el mercado

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Hidro} \leq Pg_y^{HidroMax} \quad Ec. 45$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Coal} \leq Pg_y^{CoalMax} \quad Ec. 46$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Gas} \leq Pg_y^{GasMax} \quad Ec. 47$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Dies} \leq Pg_y^{DiesMax} \quad Ec. 48$$

La ecuación Ec. 49 define la máxima capacidad de generación $(Pg_y^{XXX.Max})$ que puede despachar cada tecnología en el mercado eléctrico. Esta depende del porcentaje de participación que cada tecnología tiene en la matriz energética $(Prp^{SS.XXX})$. Además, tiene en cuenta un factor de reserva del 10% como se indica en [54], que permite atender variaciones de carga no esperadas o contingencias. $PMax_y^{Mrk}$ representa la capacidad máxima que puede ser despachada en el año y del planeamiento, que corresponde a la suma de las capacidades de las cuatro tecnologías de generación que despachan en el mercado eléctrico (hidráulica, carbón, gas y diesel).

$$Pg_{y,h}^{XXX.Max} \leq Prp^{SS.XXX} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 49$$

El costo total del despacho de energía depende del costo marginal de cada una de las tecnologías (Cmg^{XXX}) y de la cantidad de energía despachada por cada tecnología ($Pg_{y,h}^{SS.XXX}$) según se ve en la ecuación Ec. 50.

$$CDsp = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} (Cmg^{Hidro} * Pg_{y,h}^{SS.Hidro} + Cmg^{Carb} * Pg_{y,h}^{SS.Carb} + Cmg^{Gas} * Pg_{y,h}^{SS.Gas} + Cmg^{Dies} * Pg_{y,h}^{SS.Dies}) \quad Ec. 50$$

4.3.3 Emisiones de CO2 producidas por el funcionamiento de las plantas de generación

Esta sección del documento presenta el modelo desarrollado para calcular las emisiones totales de CO2 producidas por el funcionamiento de todas las plantas que suministran energía a la REDis, usando el modelo del despacho economico como herramienta para calcular las emisiones de CO2 de una forma más cercana a la realidad.

El modelo presenta dos componentes que son: las emisiones producidas por las plantas de generación que despachan en el mercado eléctrico y entregan la energía a la red a través de la subestación $CO2Em^{SS}$, y las emisiones producidas por las plantas de generación distribuida que usan combustibles fósiles $CO2Em^{DG}$ [110], [106]. En este componente del modelo se incluyen aspectos como: tipo de fuentes de generación usadas para suministrar energía a la REDis a través de la subestación eléctrica (hidráulica, carbón, gas y diésel) y el nivel de emisiones de CO2 que producen las tecnologías de generación, de forma similar a como se plantea por otros trabajos [107], [109], [113]. Adicionalmente, se incluye el nivel de emisiones de CO2 que produce cada una de las fuentes de generación distribuida a causa de su funcionamiento (producción de energía eléctrica), sin tener en cuenta emisiones generadas por la fabricación, transporte, instalación u otros aspectos (ecuaciones Ec. 51 a la Ec. 53).

$$CO2TotEm = CO2Em^{SS} + CO2Em^{DG} \quad Ec. 51$$

La ecuación Ec. 52 determina las emisiones totales de CO2 producidas por las plantas que suministran energía a través de la subestación, donde $CO2^{XXX}$ indica el nivel de emisiones de CO2 producido por cada tecnología.

$$CO2Em^{SS} = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} (CO2^{Carb} P_{g_{y,h}}^{SS,Carb} + CO2^{gas} P_{g_{y,h}}^{SS,Gas} + CO2^{SS.Dies} P_{g_{y,h}}^{dies}) \quad Ec. 52$$

Emisiones de CO2 producidas por la generación distribuida que usa combustibles fósiles.

$$CO2Em^{DG} = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} \sum_{idg=1}^I (CO2^{DG,gas} * P_{g_{y,h,idg}}^{DG,gas}) \quad Ec. 53$$

4.3.4 Función de costos por compra de energía en el mercado eléctrico

Como se indicó anteriormente, en este modelo de planeamiento se incluye el modelo de despacho usado en el mercado eléctrico, el cual se usa únicamente para garantizar que las plantas de generación se despachan en el orden correcto, siguiendo una estrategia de despacho por costo marginal. Sin embargo, el modelo de costos asume que el precio de la energía pagado al mercado es igual durante las 24 horas del día, independientemente del tipo de fuentes que estén despachando en cada hora (como sucede en el mercado eléctrico Colombiano).

El modelo planteado se desarrolla teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se asume que hay participación de tecnologías de generación hidráulica, carbón, gas y diésel en el mercado eléctrico mayorista, y que el despacho de las fuentes se realiza por costo marginal.
- Se asume que la capacidad de generación de cada tecnología de generación es constante durante las 24 horas del día, durante todo el año, para las plantas de generación que despachan en el mercado eléctrico (hidroeléctrica, carbón, gas y diésel).

- La capacidad máxima de generación de cada tecnología que despacha en el mercado eléctrico aumenta año a año, con una tasa del 3% anual.
- Las plantas de generación que suministran energía a la red siguen un orden de despacho acorde con el costo marginal del despacho, sin que esto afecte el precio del mercado (siguen el orden hidráulica, carbón, gas y diésel).
- Se asume que la demanda de energía de la REDis es mínima comparada con el volumen de energía transado en el mercado, y no afecta el precio de la energía en el mercado por ser una demanda marginal en relación con el total de la energía transada, por lo tanto, el precio de la energía comprada al mercado no se ve afectado por el tipo de fuente que le despacha.
- Se asume que las plantas de generación distribuida son propiedad del operador de la REDis y el costo de producción tiene una componente de costos fijos y costos variables que varían según el tipo de tecnología a usar (gas, fotovoltaica o eólica), este aspecto puede variar de acuerdo a la regulación que existe en cada país.
- La cantidad de energía comprada en el mercado mayorista corresponde a la energía suministrada a través de la subestación más un factor de pérdidas asociadas al sistema de transmisión (5 %). Esto implica que el costo a pagar por el operador de red incluye la energía entregada por la subestación a las cargas más las pérdidas del sistema de transmisión.
- Se asume que el precio de la energía a pagar en el mercado mayorista tiene un incremento anual igual al 2% ($I_{cp,y} = 1.02$), este dato no se ajusta a la realidad porque la variación de precios depende de muchos factores como el costo marginal del combustible y del mercado de los combustibles, pero se incluye para indicar que los precios tienden a incrementar año a año durante el planeamiento.
- Se asume que el costo de la energía producida por la generación a gas se tasa con base en el costo nivelado de generación LCOE y tienen un incremento anual igual al 2% en el costo de generación ($I_{cp,y} = 1.02$). Se asume por las mismas razones indicadas en el caso anterior.

Basados en las consideraciones antes mencionadas, se plantea el modelo para calcular el costo total de la energía que paga el operador de red (ecuación Ec. 54), teniendo en cuenta el valor que paga al mercado mayorista más el costo de la energía producida por las

plantas de generación distribuida. Los costos se calculan y se llevan a valor presente usando una tasa de descuento $i = 3\%$.

$$EngCst = \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_{h=1}^{24} \left(MkP * Icp_y * Pg_{y,h}^{SS} (1 + Lss^{Tns}) \right) + \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_{h=1}^{24} \sum_{idg=1}^I \left(LCOE^{DG.gas} * Icp_y * Pg_{y,h,idg}^{DG.gas} \right) \quad Ec. 54$$

4.3.5 Modelo de planeamiento con integración de DGs

En esta sección se presenta el modelo desarrollado para la integración de DG en el planeamiento, incluyendo los componentes presentados en las secciones anteriores (secciones 4.3.1 a 4.3.4 de este documento). El modelo está conformado por un grupo de 61 ecuaciones que van desde la ecuación Ec. 55 hasta la ecuación Ec. 117, y deben cumplirse de forma simultánea para solucionar el problema de planeamiento.

Las ecuaciones Ec. 55 a la Ec. 108 muestran las funciones objetivo que pueden ser utilizadas para solucionar (optimizar) el problema de planeamiento. Los criterios de optimización pueden ser, minimizar las pérdidas totales de energía, minimizar las emisiones totales de CO2 o minimizar el costo totales del planeamiento de la REDis.

Función objetivo 1

Minimizar:

$$TLoss = \frac{1}{2} * \sum_{y,h,i,j} \left(-Y_{i,j} * Cos(\theta_{i,j}) * (V_{y,h,i}^2 + V_{y,h,j}^2) - 2 * (V_{y,h,i} * V_{y,h,j} * cos(\delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})) \right) \quad Ec. 55$$

Las pérdidas de energía se calculan teniendo en cuenta las caídas de tensión $V_{y,h,i}$ y la admitancia $Y_{i,j}$ para cada uno de los tramos del sistema de distribución, teniendo en cuenta el cambio en la demanda durante las 24 horas del día, y las variaciones o incrementos que se producen a lo largo de los años durante el periodo de planeamiento (ecuación Ec. 55).

Función objetivo 2

En este caso se utilizan las ecuaciones Ec. 56 y Ec. 57, que son ecuaciones propuestas en la sección 4.3.3 de este documento.

$$\text{Minimizar: } CO2TotEm = CO2Em^{SS} + CO2Em^{DG} + EngCst \quad \text{Ec. 56}$$

$$CO2Em^{SS} = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} (CO2^{Carb} P_{g_{y,h}}^{Carb} + CO2^{gas} P_{g_{y,h}}^{SS.gas} + CO2^{Dies} P_{g_{y,h}}^{SS.Dies}) \quad \text{Ec. 57}$$

$$CO2Em^{DG} = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} \sum_{idg=1}^I (CO2^{gas} * P_{g_{y,h,idg}}^{DG.gas}) \quad \text{Ec. 58}$$

Función objetivo 3

Minimiza los costos totales del planeamiento usando el valor presente neto de los costos de capital $CCap^{XX}$ y los costos de mantenimiento $O\&M^{XXX}$ para cada elemento que se conecta a la REDis. En los costos de operación $O\&M^{XXX}$ están incluidos los costos fijos y los costos variables de cada componente (subestación, bancos de compensación y sistemas de generación distribuida).

$$\text{Minimizar: } TotCost = Ccapt + O\&M + EngCst \quad \text{Ec. 59}$$

A continuación se presentan las ecuaciones complementarias que representan las restricciones que debe cumplir el modelo de planeamiento, que van desde la ecuación Ec. 60 hasta la ecuación Ec. 117. El grupo de ecuaciones y restricciones es el siguiente:

Restricciones de voltaje (Ec. 60)

$$V_{min} \leq V_{y,h,i} \leq V_{max} \quad \text{Ec. 60}$$

Restricciones de balance de potencia nodal (activa y reactiva) (Ec. 61 y Ec. 62)

$$Pg_{y,h,i}^{SS} + Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} + Pdg_{y,h,idg}^{DG.pv} + Pdg_{y,h,idg}^{DG.wnd} - PD_{y,h,i} = \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \quad Ec. 61$$

$$Qg_{y,h,i}^{SS} + Q_{y,h,i}^{BC} - QD_{y,h,i} = - \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \sin(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \quad Ec. 62$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en la subestación (Ec. 63 y Ec. 64)

$$Pg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \cos(\theta^{SS}) \quad Ec. 63$$

$$Qg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \sin(\theta^{SS}) \quad Ec. 64$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en alimentadores (Ec. 65 y Ec. 66)

$$\begin{aligned} (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \cos(\theta^{Fdr}) \\ \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j}) \\ + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})] \end{aligned} \quad Ec. 65$$

$$\begin{aligned} (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \sin(\theta^{Fdr}) \\ \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \sin(\theta_{i,j}) \\ + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})] \end{aligned} \quad Ec. 66$$

La ecuación Ec. 67 usada para ampliar la capacidad instalada de la subestación

$$Upg_y^{SS} = Upg_{y-1}^{SS} + \sum_{y=1}^Y Z^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg} \quad Ec. 67$$

Ecuación Ec. 68 usada para ampliar capacidad de los alimentadores

$$Upg_{y,i,j}^{Fdr.New} = Upg_{y-1,i,j}^{Fdr.New} + Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New} \quad Ec. 68$$

Las ecuaciones Ec. 69 a la Ec. 84 se usan para determinar la localización, así como la capacidad de cada una de las unidades de GD y los BC a instalar en la REDis durante el planeamiento.

Ecuaciones para localización y ampliación de los bancos de compensación (Ec. 69 a la Ec. 71)

$$Upg_{y,i}^{BC} = Upg_{y-1,i}^{BC} + Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC} \quad Ec. 69$$

$$0 \leq N_{y,i}^{BC} \leq Nmax^{BC} \quad Ec. 70$$

$$Q_{y,h,i}^{BC} \leq Upg_{y,i}^{BC} \quad Ec. 71$$

Ecuaciones para localización y ampliación de la generación con plantas a gas (Ec. 72 a la Ec. 76)

$$DG_{y,idg}^{DG.gas} = DG_{y-1,idg}^{DG.gas} + Ndg_{y,idg}^{DG.gas} \quad Ec. 72$$

$$Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} \leq Cap^{DG.gas} * DG_{y,idg}^{DG.gas} \quad Ec. 73$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.gas} \leq Nmax^{DG.gas} \quad Ec. 74$$

$$0 \leq Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} \leq DG_{y,idg}^{DG.gas} * Cap^{DG.gas} \quad Ec. 75$$

$$\| Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} - Pdg_{y,h-1,idg}^{DG.gas} \| \leq 0.3 * Cap^{DG.gas} * DG_{y,idg}^{DG.gas} \quad Ec. 76$$

Ecuaciones para localización y ampliación de la generación fotovoltaica (Ec. 77 a la Ec. 80)

$$DG_{y,idg}^{DG.pv} = DG_{y-1,idg}^{DG.pv} + N_{y,idg}^{DG.pv} \quad Ec. 77$$

$$Pdg_{y,h,idg}^{DG.pv} \leq Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv} \quad Ec. 78$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.pv} \leq Nmax^{DG.pv} \quad Ec. 79$$

$$0 \leq Pdg_{y,h,idg}^{DG.pv} \leq DG_{y,idg}^{DG.pv} * Cap_h^{DG.pv} \quad Ec. 80$$

Ecuaciones para localización y ampliación de la generación eólica (Ec. 81 a la Ec. 84)

$$DG_{y,idg}^{DG.wnd} = DG_{y-1,idg}^{DG.wnd} + N_{y,idg}^{DG.wnd} \quad Ec. 81$$

$$Pdg_{y,h,idg}^{DG.wnd} \leq Cap_h^{DG.wnd} * DG_{y,idg}^{DG.wnd} \quad Ec. 82$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.wnd} \leq Nmax^{DG.wnd} \quad Ec. 83$$

$$0 \leq Pdg_{y,h,idg}^{DG.wnd} \leq DG_{y,idg}^{DG.wnd} * Cap_h^{DG.wnd} \quad Ec. 84$$

Restricciones de máxima capacidad de penetración de la GD

Las ecuaciones Ec. 85 a la Ec. 88 restringen la máxima penetración de las fuentes de generación distribuida de manera individual (por tipo de tecnología) y en grupo.

$$Cap_h^{DG.Gas} * DG_{y,idg}^{DG.Gas} \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad Ec. 85$$

$$Cap_h^{DG.wnd} * DG_{y,idg}^{DG.wnd} \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad Ec. 86$$

$$Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv} \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad Ec. 87$$

$$(Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv}) + (Cap_h^{DG.wnd} * DG_{y,idg}^{DG.wnd}) \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad Ec. 88$$

Restricciones para implementación del modelo de despacho por costo marginal

Las ecuaciones Ec. 89 a la Ec. 101 permiten implementar el despacho económico por orden de mérito en el problema de planeamiento

$$Pg_{y,h}^{SS} (1 + Lss^{Tns}) = (Pg_{y,h}^{SS.Hidro} + Pg_{y,h}^{SS.Coal} + Pg_{y,h}^{SS.Gas} + Pg_{y,h}^{SS.Dies}) \quad Ec. 89$$

$$Pg_{y,h}^{SS.coal} * (Pg_{y,h}^{SS.Hidro} - Pg_y^{HidroMax}) \leq 0 \quad Ec. 90$$

$$Pg_{y,h}^{SS.Gas} * (Pg_{y,h}^{SS.Coal} - Pg_y^{CoalMax}) \leq 0 \quad Ec. 91$$

$$Pg_{y,h}^{SS.Dies} * (Pg_{y,h}^{SS.Gas} - Pg_y^{GasMax}) \leq 0 \quad Ec. 92$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Hidro} \leq Pg_y^{Hidro.Max} \quad Ec. 93$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Coal} \leq Pg_y^{Coal.Max} \quad Ec. 94$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Gas} \leq Pg_y^{Gas.Max} \quad Ec. 95$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Dies} \leq Pg_y^{Dies.Max} \quad Ec. 96$$

$$Pg_y^{Hidro.Max} \leq Prp^{SS.Hidro} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 97$$

$$Pg_y^{Coal.Max} \leq Prp^{SS.Coal} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 98$$

$$Pg_y^{Gas.Max} \leq Prp^{SS.Gas} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 99$$

$$Pg_y^{Dies.Max} \leq Prp^{SS.Dies} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 100$$

$$CDsp = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} (Cmg^{Hidro} * Pg_{y,h}^{SS.Hidro} + Cmg^{Carb} * Pg_{y,h}^{SS.Carb} + Cmg^{Gas} * Pg_{y,h}^{SS.Gas} + Cmg^{Dies} * Pg_{y,h}^{SS.Dies}) \quad Ec. 101$$

Costos del planeamiento

Las ecuaciones Ec. 102 a la Ec. 117 permiten calcular los costos totales del planeamiento, teniendo en cuenta los costos de capital (inversión) y los costos de operación de la REDis (costos variables y costos fijos).

Costos de capital para la compra de equipos para la REDis (Ec. 102 a la Ec. 109)

Los costos de capital representan las inversiones requeridas para la compra o ampliación de los elementos que se instalan en la red durante el planeamiento.

$$CCapt = CCap^{SS.Upg} + CCap^{BC} + CCap^{DG.gas} + CCap^{DG.pv} + CCap^{DG.wnd} + CCap^{Fdr} \quad Ec. 102$$

Restricciones de capital máximo disponible (MaxCapital) para las inversiones (Ec. 103)

$$CCap^{SS.Upg} + CCap^{BC} + CCap^{DG.gas} + CCap^{DG.pv} + CCap^{DG.wnd} + CCap^{Fdr.New} \leq MaxCapital \quad Ec. 103$$

Costos de inversión asociados a la ampliación de la subestación (Ec. 104)

$$CCap^{SS.Upg} = \sum_y^n \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * (Ime * Cs^{SS.Upg} * (Z_y^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg})) \quad Ec. 104$$

Costos de inversión para nuevos bancos de compensación. Cap^{XX} representa la capacidad de cada una de las unidades (bancos de compensación y/o generación distribuida), $N_{y,i}^{xx}$ representa el número de unidades instaladas en el nodo i , el año y (para bancos de compensación y para generación distribuida), y Cs^{XX} indica el costo de capital por kW o por kVAR instalado.

$$CCap^{BC} = \sum_y^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_i^I (Ime * Cs^{BC} * (Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC})) \quad Ec. 105$$

Costos de inversión asociados a sistemas de generación distribuida (Ec. 106 a la Ec. 108)

$$CCap^{DG.gas} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg} \left(Ime * Cs^{DG.gas} * (Cap^{DG.gas} * N_{y,idg}^{DG.gas}) \right) \quad Ec. 106$$

$$CCap^{DG.pv} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg} \left(Ime * Cs^{DG.pv} * (Cap^{DG.pv} * N_{y,idg}^{DG.pv}) \right) \quad Ec. 107$$

$$CCap^{DG.wnd} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg} \left(Ime * Cs^{DG.wnd} * (Cap^{DG.wnd} * N_{y,idg}^{DG.wnd}) \right) \quad Ec. 108$$

Costos de inversión para nuevos alimentadores

$$CCap^{Fdr.New} = Cs^{Fdr.New} * \sum_y \sum_i \sum_j Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New} \quad Ec. 109$$

O&M^{XXX} representa los costos totales de operación y mantenimiento para cada grupo de elementos que se conecta a la red, donde Cfx^{XXX} y Cvar^{XXX} representan los costos fijos y los costos variables de operación del respectivo grupo de elementos (subestación alimentadores, compensadores, generación distribuida).

$$O\&M = O\&M^{SS} + O\&M^{BC} + O\&M^{DG.gas} + O\&M^{DG.pv} + O\&M^{DG.wnd} + O\&M^{Fdr} \quad Ec. 110$$

La ecuación Ec. 111 permite calcular los costos de operación y mantenimiento de la subestación teniendo en cuenta su capacidad inicial $Z_{y,i}^{SS.Ext}$ y las ampliaciones posteriores $Z_{y,i}^{SS.Upg} * Bn_{y,i}^{SS.Upg}$.

$$\begin{aligned}
O\&M^{SS} &= Cf x^{SS} * Zinic^{SS0} \\
&+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * (Ime * Cf x^{SS} * (Z_y^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg})) \\
&+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H (Ime * Cvar^{SS} * Pg_{y,h}^{SS})
\end{aligned} \tag{Ec. 111}$$

Costos de operación y mantenimiento de bancos de compensación

$$O\&M^{BC} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I (Ime * Cf x^{BC} * Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC}) \tag{Ec. 112}$$

Costos de operación y mantenimiento de plantas de generación distribuida

$$\begin{aligned}
O\&M^{DG.gas} &= \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I (Ime * Cf x^{DG.gas} * Cap^{DG.gas} * N_{y,idg}^{DG.gas}) \\
&+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{idg}^I (Ime * Cvar^{DG.gas} * Pg_{y,h,idg}^{DG.gas})
\end{aligned} \tag{Ec. 113}$$

$$\begin{aligned}
O\&M^{DG.pv} &= \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I (Ime * Cf x^{DG.pv} * Cap^{DG.pv} * N_{y,idg}^{DG.pv}) \\
&+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{idg}^I (Ime * Cvar^{DG.pv} * Pg_{y,h,idg}^{DG.pv})
\end{aligned} \tag{Ec. 114}$$

$$\begin{aligned}
O\&M^{DG.wnd} &= \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I (Ime * Cf x^{DG.wnd} * Cap^{DG.wnd} * N_{y,idg}^{DG.wnd}) \\
&+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{idg}^I (Ime * Cvar^{wnd} * Pg_{y,h,idg}^{DG.wnd})
\end{aligned} \tag{Ec. 115}$$

Costos de operación y mantenimiento de alimentadores

$$\begin{aligned}
O\&M^{Fdr} &= \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \sum_j^J (Ime * Cm^{Fdr} * (Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New})) \\
&+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \sum_j^J (Ime * Cm^{Fdr} * Z_{i,j}^{Fd.Ext})
\end{aligned} \tag{Ec. 116}$$

Costos asociados a la compra y venta de energía, asumiendo que se maneja un esquema de precios constantes (no incluye esquema de precios diferenciales TOU)

$$\begin{aligned}
 EngCst = & \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_{h=1}^{24} \left(MkP_{y,h} * Pg_{y,h}^{SS} * (1 + Lss^{Tns}) \right) \\
 & + \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_{h=1}^{24} \sum_{ib=1}^{IB} \left(LCOE^{DG, gas} * Pg_{y,h,ib}^{DG, gas} \right)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 117}$$

Este conjunto de ecuaciones (Ec. 55 a la Ec. 117) conforma el modelo de planeamiento propuesto en este capítulo, que permite la integración de fuentes de generación distribuida a la vez que garantiza el cumplimiento del despacho de energía por costo marginal. Simultáneamente, el modelo permite analizar aspectos como pérdidas de energía, emisiones de CO2 y costos de planeamiento en las redes eléctricas de distribución.

4.4 Implementación del modelo de planeamiento con integración de generación distribuida

En esta sección se evalúa el modelo propuesto para el planeamiento de las REDis con generación distribuida, que incluye las emisiones de CO2 causadas por las plantas de generación, los costos de planeamiento y las pérdidas totales de energía. Para analizar el funcionamiento del modelo se plantea un caso de estudio con un sistema de prueba IEEE de 15 nodos con el que se soluciona un problema de planeamiento, usando los tres criterios de optimización de forma independiente (que equivale a solucionar el problema de tres formas diferentes). Caso 1: minimizando las pérdidas totales de energía. Caso 2: minimizando las emisiones totales de CO2. Caso 3: minimizando los costos totales de planeamiento. De esta manera se comprueba el correcto funcionamiento del modelo planteado y se analiza el efecto de las plantas de GD en los resultados del planeamiento, teniendo como parámetro de comparación un caso de referencia (planeamiento sin GD para el mismo sistema de prueba).

El problema de planeamiento formulado se implementa en GAMS 34.2.0, y se soluciona usando los solvers DICOP, MINOS y CPLEX, que funcionan de manera conjunta para resolver el problema de planeamiento entero mixto no lineal (MINLP). Las simulaciones se

realizaron usando una máquina virtual con 8 Gb de memoria RAM, 8 CPUs y sistema operativo Kernel 4.15.0-184.

4.4.1 Características del sistema de prueba

Para analizar los modelos de planeamiento propuestos en este trabajo se utiliza un sistema de prueba radial IEEE de 15 nodos, que tiene 14 nodos de carga y 1 nodo de generación (Figura 4-2). Este sistema tiene una demanda pico igual a 1226.4 kVA en el año cero del planeamiento, que aumenta con una tasa de crecimiento anual igual al 3%. En este caso se definen 4 posibles nodos para la conexión de los sistemas de generación distribuida que son los nodos B4, B6, B12 y B13. Los nodos habilitados para la integración de bancos de compensación son los nodos del B2 al B15.

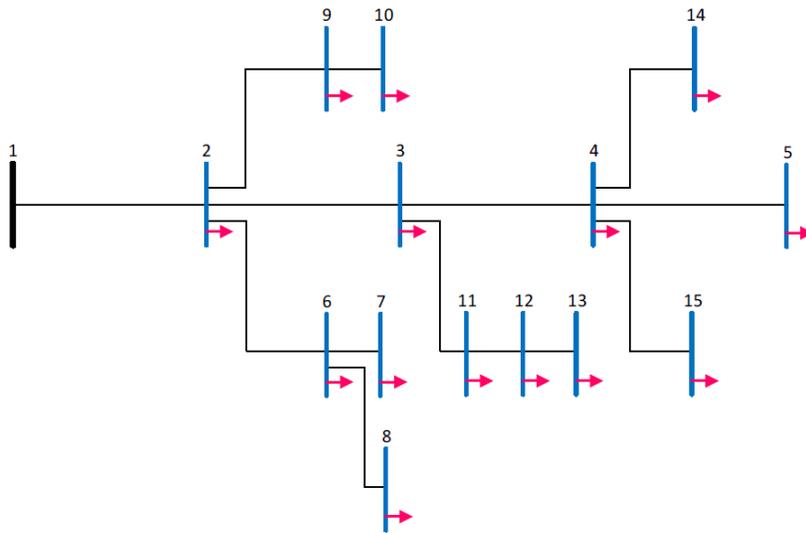


Figura 4-2. Sistema de prueba IEEE de 15 nodos utilizado para evaluar el modelo de planeamiento propuesto

4.4.2 Información requerida para el problema de planeamiento

La Tabla 15 muestra la información necesaria para desarrollar el caso de planeamiento, como: capacidad de la subestación, demanda pico de la REDis en el año cero, los nodos habilitados para la ubicación de las plantas de generación distribuida, capacidad de generación de las diferentes tecnologías de GD, capacidad de los bancos de

compensación, tamaño de las ampliaciones que se pueden hacer en la subestación y presupuesto de inversión disponible para el planeamiento.

Tabla 15. Información técnica y financiera usada para modelar el caso de prueba en el que se implementa el modelo de planeamiento

Capacidad de la subestación en el año 0	2000 kVA
Demanda de potencia pico en el año 0	1226.4 kVA
Voltaje de operación del sistema	11 kV
Crecimiento anual de la demanda	3%
Capacidad de reserva en generación	10%
Pérdidas en el sistema de transmisión	5%
Tasa de descuento para cálculo del VPN	3%
Incremento anual del precio de la electricidad	2%
Incremento anual de equipos, y costos O&M	1.5%
Capacidad de cada planta a gas (kW)	50 kW
Capacidad de cada planta eólica (kW)	20 kW
Capacidad de cada planta fotovoltaica (kW)	20 kW
Capacidad de cada banco de compensación (kVAR)	50 kVAR
Posibles ampliaciones en la subestación (kVA)	100, 200, 300, 500, 1000 y 1500
Tamaño de ampliaciones en alimentadores (kVA)	100
Presupuesto o capital de inversión (US\$)	5000000

La Tabla 16 muestra la capacidad de generación máxima (en porcentaje) de cada una de las tecnologías de generación que despachan en el mercado eléctrico. Esta proporción determina la cantidad de energía que cada planta puede entregar en relación con la demanda pico de la red, y es necesaria para el despacho por orden de mérito, junto con el costo marginal de generación.

Tabla 16. Porcentaje de participación de las diferentes tecnologías de generación en el mercado eléctrico

Hidroeléctrica	Carbón	Gas	Diésel
45%	15%	30%	10%

Las emisiones de CO₂ producidas por las plantas de generación varían dependiendo de la tecnología de generación, e indican el nivel de contaminación que produce cada tecnología, como se ve en la Tabla 17.

Tabla 17. Emisiones de CO2 producidas por las plantas de generación según el tipo de tecnología

Hidroeléctrica lb/kWh	Carbón lb/kWh	Gas lb/kWh	Diésel lb/kWh
0	2.159	0.934	1.911

La Tabla 18 presenta los costos nivelados para las plantas de generación distribuida, necesarios para determinar el costo de la energía producida por la GD. Los costos nivelados representan el valor medio de generación por kilovatio hora para cada tipo de tecnología, teniendo en cuenta los costos totales de inversión, los costos totales de operación y mantenimiento, los costos financieros, y la energía total generada durante la vida útil de esta planta. Información tomada de la EIA (Energy Information Administration), publicada en el reporte anual “Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy” Outlook 2021.

Tabla 18. Costos nivelados de generación para cada tecnología de generación

Hidroeléctrica (US\$/kW)	Carbón (US\$/ kW)	Gas (US\$/ kW)	Diésel (US\$/ kW)
0.073	0.111	0.125	0.307

La Tabla 19 indica el costo marginal de generación para cada una de las tecnologías que se despacha en el mercado. Esta información se usa para calcular el valor final de la energía comprada en el mercado, y para implementar la estrategia de despacho de energía por costo marginal, en el modelo de planeamiento.

Tabla 19. Costo marginal de generación para las tecnologías de generación que participan en el mercado eléctrico

Hidroeléctrica (US\$/MW)	Carbón (US\$/MW)	Gas (US\$/MW)	Diésel (US\$/MW)
0	28.5	60	135.6

4.5 Comparación de resultados de planeamiento con GD y el despacho de energía

En esta sección se comparan los resultados del planeamiento obtenidos en los tres casos de estudio desarrollados (minimizando pérdidas totales, minimizando las emisiones de CO₂ y minimizando el costo total de la red) y el caso de referencia de planeamiento. Cada criterio de planeamiento produce resultados diferentes en relación al tipo de dispositivos a instalar, la capacidad instalada de los dispositivos, los niveles de emisiones de CO₂, y los costos totales de la red.

4.5.1 Resultados generales del planeamiento

La Tabla 20 resume los resultados de planeamiento obtenidos para el caso de referencia (sin GD) y los resultados obtenidos con los tres criterios de optimización planteados, evidenciando dos aspectos importantes: el primero es el beneficio que pueden aportar los sistemas de generación distribuida al planeamiento y la operación de las REDis en aspectos técnicos, económicos y ambientales, y el segundo, las diferencias que se pueden encontrar entre los resultados obtenidos, al solucionar el problema de planeamiento usando criterios de evaluación diferentes (optimización).

Los resultados de la Tabla 20 indican que la inclusión de GD ayuda a mejorar varios aspectos en relación con el caso de referencia. Una de las observaciones que se hace es que a pesar que el caso de referencia minimiza las pérdidas de energía en la red, los tres casos de planeamiento desarrollados con DG (caso 1, caso 2 y caso 3) logran pérdidas menores a las del caso de referencia. También se observa que las emisiones de CO₂ producidas en el caso de referencia (1635.1 Ton) son mayores a las emisiones producidas en cada uno de los tres casos de estudio propuestos, lo cual indica que la GD ofrece beneficios significativos y cuantificables que disminuye las emisiones de CO₂. Esto se debe a que en el caso de referencia solo existe la opción de suplir la demanda de energía a través de las plantas que despachan en el mercado, mientras que en los otros casos se tiene la opción de usar las plantas de generación distribuida que tienen bajos niveles de emisiones de CO₂, como es el caso de las plantas eólicas y fotovoltaicas.

Tabla 20. Resultados de los casos de planeamiento con integración de generación distribuida evaluados usando los criterios propuestos (pérdidas, emisiones y costos)

Aspectos	Referencia	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Función Objetivo	Min. pérdidas	Min. pérdidas totales	Min. emisiones de CO2	Min. costos totales
Pérdidas totales de energía kW-hora	1138.7	169.6	1064.2	586.8
Emisiones totales de CO2 (toneladas)	1635.1	13424.7	12.1	16.4
Costos totales del planeamiento (US\$)	9640857.2	8240010.0	7609250.0	7284077.0
Costos de capital (US\$)	49927.2	1352680.0	917112.0	763937.0
Costos fijos totales (US\$)	1168680.0	1123130.0	1072290.0	1061810.0
Costos variables Totales (millones de dólares)	0.0	0.0	0.0	0.0
Costos asociados a compra de energía sin TOU (millones de dólares)	8422250.0	5764200.0	5619850.0	5458330.0

Los resultados también muestran que el caso de planeamiento más costoso es el caso de referencia (9640857.2 US\$), y a pesar que no tiene un gasto elevado por concepto de costos de capital (como sí sucede en los casos con GD), sí se tiene un gasto alto por concepto de compra de energía al mercado (8422250.0 US\$), siendo este el aspecto que más pesa en los costos totales de planeamiento.

Al comparar los resultados de los tres casos que permiten la integración de GD (caso 1, caso 2 y caso 3) se ve que hay diferencias importantes en algunas de las cantidades calculadas. Por ejemplo, al comparar los resultados del caso 1 (columna 2 de la Tabla 20) con los resultados del caso 2 (columna 3 de la Tabla 20), se encuentran diferencias importantes en las pérdidas energía y las emisiones de CO2. En el caso 1 (columna 2) se minimizan las pérdidas de energía y se obtiene un valor de 169.6 kWh, que es mucho

menor a los 1064.2 kWh obtenidos en el caso 2. Algo similar se ve en las emisiones de CO₂, donde se obtiene un valor de 12.1 toneladas de CO₂ para el caso 2 (que minimiza las emisiones totales de CO₂), que es mucho menor a las 13424.7 toneladas producidas en el caso 1 y menor a las 16.4 toneladas producidas en el caso 3.

Finalmente, se ve que el caso 3 (que minimiza los costos totales del planeamiento) tiene los costos de planeamiento más bajos en comparación con los costos totales encontrados en los casos 1 y 2, ya que el criterio de planeamiento minimiza los costos totales, y en consecuencia, logra la solución más económica de planeamiento (7284077.0 US\$).

4.5.2 Localización y dimensionamiento de la GD y los BC

En la Tabla 21 se ve, que aunque se está solucionando el mismo caso de estudio con tres criterios diferentes, los resultados varían cuando cambia la función objetivo empleada para minimizar el problema. En los casos 1 y 2 se instalan un mayor número de plantas de GD que en el caso 3, y se observa un comportamiento similar con los BC, ya que hay un mayor número de BC en los casos 1 y 2 que en el caso 3.

La instalación de plantas de generación eólicas reduce las emisiones de CO₂ y también ayuda a disminuir las pérdidas totales de energía, lo cual explica su uso en los casos 1 y 2. Su uso en el caso 3 es menos claro, sin embargo, reduce los costos asociados a la compra de energía en la red como se ve en la Tabla 20, y este es un aspecto relevante en la función de costos.

Tabla 21. Cantidad total de elementos instalados en la red, en cada caso de planeamiento con integración de generación distribuida

Dispositivos	Referencia	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Total bancos de compensación BC instalados	20	20	20	16
Total DG gas	0	9	2	0
Total unidades DG fotovoltaica	0	0	0	0
Total unidades DG eólica	0	24	23	22

Tabla 22. Localización y número de unidades instaladas para cada uno de los casos de estudio planteados con integración de generación distribuida

Dispositivos	año	Caso 1	Caso 2	Caso 3
		No unidades	No unidades	No unidades
BC	Año 1	B4, B8, B9, B10, B11, B13, B14 y B15: 2u B1, B5 y B7: 1u	B4, B5, B6, B7, B8, B9, B10, B11, B14 y B15: 2u	B5, B7, B8, B11 y B13: 2u B3, B10, B12, B14 y B15: 1u
	Año 2	B11: 1u	0	B13: 1u
	Año 3	0	0	0
DG a gas	Año 1	B4: 5u B6: 1u B12: 1u	B13: 2u	0
	Año 4	B6: 1u	0	0
	Año 8	B4: 1u	0	0
DG eólica	Año 1	B4, B6, B12 y B13: 2u	B4, B6, B12 y B13: 2u	B4, B6, B12 y B13: 2u
	Año 2	B4, B6 y B12: 2u	B4, B6 y B12: 2u	B4, B6, B12 y B13: 2u
	Año 3	B4 y B6: 2u B12: 1u	B4 y B13: 2u B12: 1u	B4: 2u B6: 1u
	Año 4	B4: 1u	B13: 2u	B4: 1u
	Año 5	0	0	0
	Año 6	B4: 1u	0	B4: 1u
	Año 7	0	B4: 2u	0
	Año 8	B6: 1u	0	B4: 1u
	Año 9	B4: 1u	B6: 2u	0
	Año 10	B4: 1u	0	0

La Tabla 22 muestra el detalle de los resultados de planeamiento e indica el año en que se deben instalar los diferentes elementos (BC y unidades de GD), el número de unidades que se deben instalar, así como los nodos en que se deben ubicar dichas unidades de generación y de compensación. Este resultado se logra gracias a la implementación del modelo de planeamiento multi-etapa, ya que permite evaluar y ajustar las soluciones propuestas año a año, durante todo el periodo de planeamiento, de tal forma que encuentra

la combinación más adecuada de capacidad, ubicación y momento en que se deben instalar las unidades, para obtener la solución del problema.

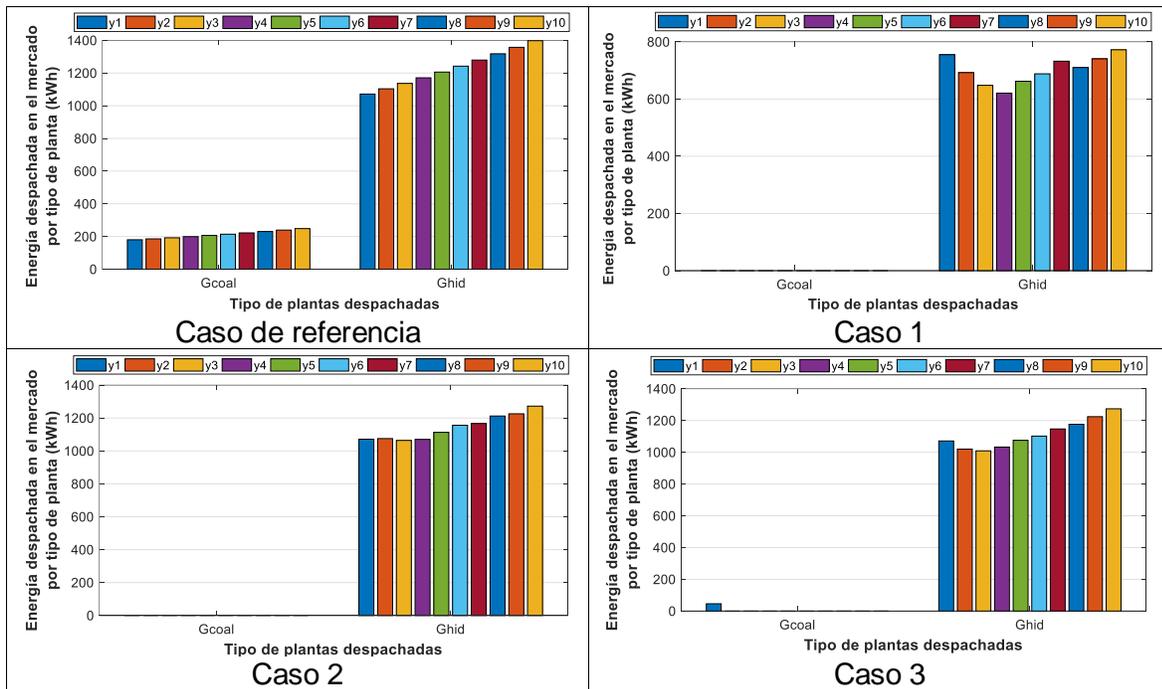
La capacidad instalada en cada nodo (Tabla 22) se calcula multiplicando la capacidad nominal de cada unidad por el número de unidades instaladas en el respectivo nodo. Por ejemplo, en el caso 3 se deben instalar 2 unidades de compensación (2u) de 50 kVAR, en cada uno de los nodos B4, B8, B9, B11, B13 y B15 (100 kVAR en cada nodo) en el primer año de planeamiento, y una unidad de compensación (1u) en los nodos B10 y B14 (50 kVAR en cada nodo) en años posteriores. La capacidad instalada de cada una de las tecnologías de GD se determina de la misma forma, multiplicando el número de unidades por la capacidad de cada una de las unidades (50 kW para GD a gas, 20 kW para GD eólica y 20 kW para GD fotovoltaica).

4.5.3 Impacto de la GD en el despacho de energía

La 4-3 muestra el efecto que tiene la integración de la GD en el despacho de energía. Inicialmente se tiene un caso de referencia que muestra la forma en que se hace el despacho cuando no hay GD en la REDis, y presenta la secuencia en que se despachan las plantas de generación en el mercado eléctrico durante la hora 20:00 (hora de demanda pico), año a año, durante el periodo de planeamiento. El caso de referencia presentado en la 4-3 muestra que, para suplir las necesidades de energía de la REDis es necesario despachar las plantas de generación hidráulica y las plantas de generación a carbón, durante los 10 años de planeamiento.

En general se observa que cualquiera de los tres casos de estudio planteados afecta la forma en que se hace el despacho inicial (sin GD), reduciendo la cantidad de energía que despachan las plantas de generación a carbón. Mientras que los casos 1 y 2 reducen por completo la necesidad de comprar energía proveniente de las plantas a carbón, el caso 3 muestra que la planta a carbón despacha energía solamente en el año uno del planeamiento, y de ahí en adelante la energía proviene únicamente de la plantas hidráulicas. También muestra que, aunque la demanda de energía aumenta año a año en la red, la cantidad de energía despachada por la generación hidráulica no aumenta

significativamente, e incluso puede llegar a disminuir en algunos años, para los tres casos de estudio. La razón de esto es que la GD suplente gran parte de la energía demandada por la REDis, que antes se suplía con energía proveniente de las plantas a carbón.



4-3. Potencia despachada durante la hora de demanda pico por cada tipo de generación que participa en el mercado. Variación del comportamiento durante los 10 años del planeamiento (fuente propia)

En el caso 2 y en el caso 3 solamente despacha la generación hidráulica. En estos casos, al no haber restricciones tan fuertes en el capital de inversión, se instala una mayor cantidad de plantas GD desde el primer año de planeamiento, y estas suplente una gran parte de la energía demandada por la REDis, con lo cual evitan despachar las plantas a carbón. A diferencia del caso 1, el caso 2 aprovecha al máximo la disponibilidad de generación hidráulica ya que no tiene restricciones con las pérdidas, como sí ocurre con el caso 1, y tampoco tienen restricciones con los costos del planeamiento, como ocurre con el caso 3.

Con estos resultados se ve que si bien cada criterio de optimización busca un objetivo diferente, cualquiera de los tres criterios de optimización impacta la forma que se hace el despacho de energía de acuerdo al modelo del despacho por costo marginal.

4.5.4 Efecto de la GD en el voltaje de la red

Al comparar los perfiles de voltaje obtenidos para los tres caso de estudio se observa una menor variación de voltaje en el caso 1, que minimiza las pérdidas totales de energía en la red, y una mayor variación en el caso 3, que minimiza los costos del planeamiento (Figura 4-4).

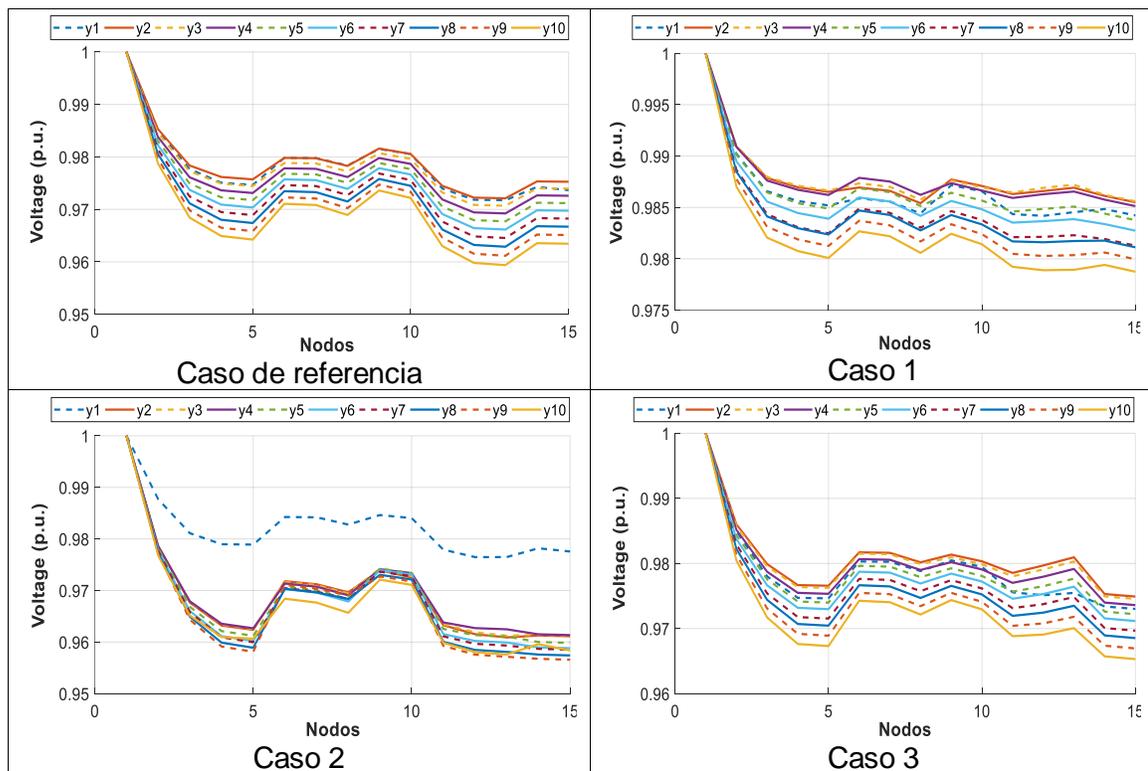


Figura 4-4. Perfiles de voltaje de la red eléctrica obtenidos para los 10 años de planeamiento, con los tres casos de estudio propuestos (fuente propia)

En el caso 1 se observan voltajes nodales más altos que en los otros casos, lo cual es consecuencia de las estrategias usadas para reducir las pérdidas, que conllevan a instalar una mayor cantidad de plantas GD. Por el contrario, cuando se minimizan los costos totales

de la red se opta por instalar una menor cantidad de equipos debido a los costos de capital y los costos de operación que esto implica, pero esto conlleva a una menor calidad del servicio y mayores pérdidas de energía, lo cual se refleja en los menores valores de voltaje en la red.

4.5.5 Análisis de resultados

Al analizar los resultados de la Tabla 20, la Tabla 21 y la Tabla 22 se pueden concluir tres cosas importantes: lo primero es que el modelo de planeamiento funciona correctamente porque cada caso de estudio minimiza la función que le corresponde de manera adecuada. Lo segundo es que los resultados demuestran que el uso de GD beneficia a la REDis no solo desde un punto de vista operativo, sino también en aspectos ambientales y económicos, teniendo en cuenta los tres criterios de evaluación (pérdidas de energía, emisiones de CO₂ y costos de planeamiento). El tercer aspecto que se evidencia es, que si bien optimizar el problema con una función objetivo específica mejora el aspecto a que hace referencia ese objetivo, los demás aspectos se pueden ver afectados y alcanzar valores muy altos (como se evidencia con las emisiones de CO₂).

Además, se encontró que pueden existir diferencias significativas en los resultados del planeamiento cuando se usan criterios de optimización diferentes ya que se mejora el aspecto a optimizar (minimizar), pero se deterioran otros aspectos porque pueden alcanzar valores muy altos. Esto indica que al mejorar uno de estos aspectos usándolo como criterio de optimización, se puede deteriorar de manera significativa el comportamiento de los demás aspectos. Uno de los casos en que se evidencia este problema es cuando se minimizan las pérdidas de energía, ya que en este caso se incrementan de manera significativa las emisiones de CO₂ con respecto a los otros dos casos, confirmando lo expresado anteriormente.

También se confirma que la integración de GD en las REDis puede afectar el despacho económico por costo marginal, y modificar las cantidades de energía que despacha cada una de las tecnologías de generación que participan en el mercado eléctrico. Esto se evidencia al comparar los resultados del despacho en los tres casos de estudio propuestos con los resultados del despacho obtenidos en el caso de referencia.

El modelo de planeamiento desarrollado integra correctamente el modelo de despacho por costo marginal y las diferentes tecnologías de generación distribuida, siendo un modelo funcional que aporta nuevos aspectos al conocimiento de las REDis. Esto se evidencia en los resultados que muestran la forma como la GD afecta el despacho económico, y en las soluciones encontradas para el planeamiento con los diferentes criterios de optimización.

5. INTEGRACIÓN DE BESS Y ESTRATEGIAS DE RESPUESTA A LA DEMANDA

En este capítulo se presenta el modelo desarrollado para integrar los BESS y las estrategias de respuesta a la demanda (TOU) en el planeamiento de las REDis, que además incluye el modelo de despacho económico por costo marginal en el problema de planeamiento. El modelo presentado en este capítulo no incluye GD porque se desea evaluar de forma independiente el efecto que tiene la combinación BESS-TOU en el funcionamiento de las REDis, sin el uso de elementos adicionales como las fuentes de generación distribuida. De esta manera se cumple con lo propuesto en el segundo objetivo específico, que plantea “Analizar el efecto que tienen las tecnologías de generación distribuida, almacenamiento con baterías y gestión de la demanda (DSM y DR) en la planificación de las redes de distribución primaria”.

El modelo desarrollado permite identificar el impacto de la combinación BESS-TOU en el funcionamiento del mercado eléctrico, y permite solucionar el problema de planeamiento usando los tres criterios de optimización que se han presentado a lo largo de este trabajo de investigación (pérdidas de energía, emisiones de CO₂ y costos del planeamiento).

En la primera parte de este capítulo se presentan los modelos usados para representar el funcionamiento de los BESS y las adaptaciones realizadas para incluirlo en el planeamiento multi-etapa. Después se describen la estrategia de respuesta a la demanda implementada (TOU) y el modelo usado para calcular las emisiones de CO₂ producidas por los sistemas de generación. Posteriormente se presenta el modelo de planeamiento completo, que además incluye el modelo de despacho económico por costo marginal desarrollado en el capítulo 4, y finalmente se hace el proceso de verificación del modelo.

Para validar el modelo se plantea un caso de estudio con el mismo sistema de prueba usado en el capítulo 4 (IEEE de 15 nodos), y se da solución al problema usando cada uno

de los tres criterios de optimización usados esta tesis de doctorado (minimizando pérdidas totales de energía, minimizando emisiones totales de CO₂ y minimizando costos totales de planeamiento). En la parte final del capítulo se presentan los resultados del planeamiento con los tres criterios de optimización, y se analiza la efectividad del modelo de planeamiento propuesto, y el impacto de los BESS en el funcionamiento de la REDis teniendo en cuenta su efecto en las pérdidas de energía, las emisiones de CO₂ y los costos del planeamiento.

APORTES DE ESTE CAPÍTULO AL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Los aspectos novedosos que se incluyen en este capítulo, en referencia con actividades y/o trabajos realizados anteriormente son:

- Se implementa una estrategia de respuesta a la demanda que permite obtener un mayor aprovechamiento de los BESS durante la operación y el planeamiento de la REDis. Para esto se implementa una estrategia de precios diferenciales TOU que puede ser aprovechada por el operador de red para mejorar las condiciones de operación de la red eléctrica.
- Se integra un modelo de despacho económico por costo marginal que permite analizar el efecto que tiene la combinación BESS-TOU en el despacho de energía durante el planeamiento de las REDis, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías de generación (hidráulica, carbón, gas y diesel).
- El modelo incluido permite calcular de una manera más precisa la cantidad de emisiones de CO₂ producida por las plantas de generación, asumiendo que toda la energía comprada por la red se negocia en el mercado eléctrico y sigue las reglas de despacho por costo marginal.

5.1 Estado del arte del planeamiento de REDis con integración BESS

El uso de BESS en las redes eléctrica de distribución es otro de los temas de interés que se plantean en este trabajo, porque su uso es cada vez más frecuente en las REDis. Esto explica la cantidad de estudios realizados para analizar el funcionamiento y operación de los BESS, y su efecto en aspectos técnicos, económicos y ambientales.

Una cantidad importante de los trabajos se enfocan en el dimensionamiento y la localización de los BESS, usando diferentes criterios de selección y diferentes métodos de optimización. En [114] se hace la localización y dimensionamiento de los BESS en microredes aisladas, usando un modelo de planeamiento analítico multi-etapa que minimiza los costos totales de planeamiento, y que garantiza un nivel mínimo de confiabilidad en el suministro de energía a la microred. En [115] se analiza el uso de los BESS en redes eléctricas con alta penetración de generación eólica, con el fin de maximizar el uso de la generación eólica a la vez que se minimizan los costos de inversión. El problema se soluciona usando el método de Montecarlo combinado con el algoritmo diferencial evolutivo, para garantizar la localización y el dimensionamiento óptimo de los BESS. En [56], se plantea un problema de planeamiento con BESS, para reducir los picos de demanda y minimizar los costos de planeamiento. El problema se soluciona usando PSO, e indica la localización de los BESS, el número de unidades a instalar y el año en que se deben instalar. Los resultados indican que los BESS disminuyen la congestión en los alimentadores, y reducen la energía no suministrada. En [116] se plantea una metodología de planificación en tres etapas que incluye BESS para recortar el pico de demanda y para mejorar la confiabilidad de la red de forma simultánea. Los resultados muestran que el uso de BESS para recortar el pico de demanda o para mejorar los niveles de confiabilidad de forma independiente no es rentable, sin embargo, cuando se usan para mejorar los dos aspectos de forma simultánea se hace viable.

En [117], se integran BESS en el problema de planeamiento multi-objetivo para dar soporte a la GD fotovoltaica. El problema determina la ubicación y localización óptima para los BESS mediante el uso de algoritmos genéticos, y permite la ampliación de los BESS en años posteriores a su instalación. Los resultados muestran que los BESS mejoran los

perfiles de voltaje y reducen las pérdidas de energía, porque acumulan la energía no usada durante el día y la inyectan a la red en las horas de máxima demanda. En [118] usa BESS para reducir los problemas de confiabilidad y los riesgos generados en el mercado eléctrico debido a la variación de precios causada por el uso de GD intermitente. El paper plantea una estrategia que predice el precio de la energía para el día siguiente y determina la cantidad de energía a comprar y almacenar de acuerdo al precio estimado. La ubicación y la capacidad de almacenamiento de los BESS se seleccionan teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento requerida y el precio de la energía en el mercado spot.

Adicional a los temas indicados, también se han hecho estudios que analizan el efecto combinado de los BESS y estrategias de respuesta a la demanda, como sucede con [119], [120] y [121]. Mientras [119] y [120] usan los BESS para reducir los costos de operación de la red, aprovechando la variación en los precios causada por la dispersión en fuentes de generación intermitentes, para comprar y almacenar energía cuando el precio del mercado spot baja, en el caso [119] los BESS se usan para mejorar la confiabilidad y seguridad de la microred aislada, gestionando los recursos energéticos disponibles usando un modelo híbrido GD-BESS, para hacer una óptima gestión de la energía. Además, se plantean estrategias de respuesta a la demanda para promover cambios en los hábitos de consumo en los usuarios conectados a la red y gestionar la energía de una mejor manera.

En general, son pocos los estudios que analizan los beneficios que podría tener el operador de red al aprovechar las estrategias de respuesta a la demanda para mejorar las condiciones de operación de la REDis mediante el uso de BESS. Tampoco se han encontrado trabajos que analicen el impacto de esta combinación BESS-TOU durante el planeamiento, y el efecto combinado en las emisiones de CO₂, o en los costos totales del planeamiento de las REDis.

Por lo indicado anteriormente, en esta investigación se plantea la estrategia de respuesta a la demanda TOU como un mecanismo, que junto con los BESS, puede ser aprovechado por los operadores de red para mejorar las condiciones de operación de la REDis, reducir el costo de la energía comprada a través del mercado de energía, y reducir el impacto ambiental que producen las fuentes de generación que despachan energía en el mercado eléctrico.

5.2 Modelamiento de BESS en el problema de planeamiento

En esta sección se presenta el modelo usado para representar el funcionamiento de los BESS en el problema de planeamiento (ecuaciones Ec. 118 a la Ec. 123). El modelo implementado se ha tomado parcialmente de trabajos realizados por otros investigadores, y presentados en [114], [122], [123], e incluye aspectos como: nivel de carga de los BESS ($SOC_{y,ht,ib}$), nivel de carga mínimo permitido (SOC_{ib}^{min}) y nivel de carga máximo que puede alcanzar el sistema durante su funcionamiento (SOC_{ib}^{max}). También incluye variables que indican la potencia consumida ($PChrg_{y,ht,ib}$) por los BESS en el modo de carga, la potencia entregada a la red ($PDsch_{y,ht,ib}$) en el modo descarga, la eficiencia del sistema durante los periodos de carga y descarga (Eff^{ch} y Eff^{dsc}), y además, incluye variables binarias Bin_{ib}^{dsc} y Bin_{ib}^{chr} para activar y desactivar los estados de carga y descarga, de manera independiente [122], [124].

$$SOC_{y,ht,ib} = SOC_{y,ht-1,ib} + \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Eff^{ch}} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 118$$

$$Pg_{y,ht,ib}^{bess} = - \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Eff^{ch}} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 119$$

$$SOC_{y,ib}^{min} \leq SOC_{y,ht,ib} \leq SOC_{y,ib}^{max} \quad Ec. 120$$

$$PDsch_{y,ht,ib} \leq Bin_{ib}^{dsc} * Dsch^{rate} * SOC_{ib}^{max} \quad Ec. 121$$

$$PChrg_{y,ht,ib} \leq Bin_{ib}^{chr} * Chr^{rate} * SOC_{ib}^{max} \quad Ec. 122$$

$$Bin_{ib}^{dsc} + Bin_{ib}^{chr} \leq 1 \quad Ec. 123$$

La variable $Pg_{y,ht,ib}^{bess}$ en la ecuación Ec. 119 indica la potencia neta aportada o consumida por los BESS en la REDis, donde ($PDsch_{y,ht,ib}$) representa la potencia entregada por los BESS cuando están en modo descarga ($Bin_{ib}^{dsc} = 1$) y $PChrg_{y,ht,ib}$ representa la potencia absorbida por los BESS cuando están en modo de carga ($Bin_{ib}^{chr} = 1$), mientras que $Dsch^{rate}$ y Chr^{rate} representan las tasas de carga y descarga máxima que pueden tener los BESS durante su funcionamiento.

Para integrar los BESS en el modelo de planeamiento se deben incluir además, aspectos que permitan hacer la localización y dimensionamiento óptimo de las unidades de almacenamiento, por lo que se incluyen las variables $N_{y,ib}^{BESS}$ que representa el número de BESS (cada uno con una capacidad de 100kWh) a instalar el año y , en el nodo ib , y la variable $BESS_{y,ib}^{tot}$ que indica el número total de BESS que se han instalado en cada nodo ib desde el momento en que inicia el planeamiento (año 0) hasta el año respectivo en que se está analizando el problema, como se ve en la ecuación Ec. 124.

Las ecuaciones Ec. 124 a la Ec. 129 muestran el modelo de los BESS adaptado al modelo de planeamiento, teniendo en cuenta que el planeamiento a desarrollar es un planeamiento multi-etapa (multi-stage)[115], [117].

$$BESS_{y,ib}^{tot} = BESS_{y-1,ib}^{tot} + N_{y,ib}^{BESS} \quad Ec. 124$$

$$SOC_{y,ib}^{min} \geq 0.4 * BESS_{y,ib}^{tot} * Cap^{bess} \quad Ec. 125$$

$$SOC_{y,ib}^{max} \leq BESS_{y,ib}^{tot} * Cap^{bess} \quad Ec. 126$$

$$SOC_{y,h,ib} = SOC_{y,h-1,ib} + \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Effch} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 127$$

$$CHR_{ib}^{min} \leq CHR_{y,ht,ib} \leq CHR_{ib}^{max} \quad Ec. 128$$

$$Pg_{y,ht,ib}^{bess} = - \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Effch} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 129$$

$$Bn_{ib}^{dsc} + Bn_{ib}^{chr} \leq 1 \quad Ec. 130$$

El modelo de planeamiento asume que todos los BESS tienen la misma capacidad de almacenamiento (Cap^{bess}), y establece una carga del 40% como la carga mínima que pueden alcanzar los BESS para evitar altos niveles de degradación en las baterías, como indica la ecuación Ec. 125.

5.3 Implementación de estrategias de respuesta a la demanda TOU en el problema de planeamiento

La implementación de las estrategias de respuesta a la demanda en el planeamiento es uno de los aspectos propuestos de manera específica para el desarrollo de esta investigación. En esta sección se implementa una estrategia de respuesta a la demanda TOU en el modelo de planeamiento, la cual puede ser aprovechada por el operador de red a fin de mejorar las condiciones de operación de la REDis, mediante el uso de sistemas de almacenamiento.

5.3.1 Esquema de precios implementado en la estrategia TOU

La Tabla 23 muestra la estrategia de precios por bloque implementada en este trabajo, que se basa en estrategias y precios reales usados en Ontario, Canadá. Los precios por bloque corresponden a los precios publicados en la página web de “hydroone.com”, sin embargo, los bloques de tiempo se modificaron para que se ajusten a las curvas de demanda que se usan en este trabajo, teniendo en cuenta los horarios en que se tiene demanda alta, demanda media y demanda baja, como se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23. Bloques horarios usados para implementar la estrategia de gestión de demanda TOU en el modelo de planeamiento

Nivel de demanda	Horarios por bloque de precio	Precio por bloque US\$/ kWh
Bajo	De 1:00 am a 5:00 am y de 11:00 pm a 12:00 pm	0.082
Medio	De 11:00 am a 6:00 pm	0.113
Alto	De 6:00 am a 10:00 am y de 7:00 pm a 10:00 pm	0.170

5.4 Emisiones de CO₂ producidas durante el planeamiento con BESS

El modelo usado para medir las emisiones de CO₂ es similar al modelo presentado en el capítulo 4, pero incluye únicamente las emisiones producidas por las plantas que despachan en el mercado eléctrico, ya que en este capítulo no se usa generación distribuida (ecuación Ec. 131).

$$CO2TotEm = CO2Em^{SS} \quad Ec. 131$$

Los valores de $CO2Em^{SS}$ se calculan de igual forma que en la sección 4.3.3 de este documento. Adicionalmente, en este modelo se incluye el efecto del despacho de energía por costo marginal usando las ecuaciones presentadas en la sección 4.3.2. Esto permite evaluar el efecto de la combinación BESS-TOU en las cantidades de energía despachadas en el mercado eléctrico, durante todo el periodo de planeamiento, aspecto que no se ha encontrado de manera específica en ninguno de los trabajos de planeamiento consultados durante la revisión bibliográfica.

5.5 Modelo de planeamiento con integración de BESS y estrategias de respuesta a la demanda

En esta sección del documento se presenta el modelo desarrollado para la integración simultánea de BESS y las estrategias de respuesta a la demanda TOU en el planeamiento. El modelo incluye la formulación matemática de los elementos presentados en las secciones 5.2 a la 5.4 de este documento y está conformado por un grupo de 45 ecuaciones que van de la ecuación Ec. 132 hasta la ecuación Ec. 178, que deben cumplirse de forma simultánea para solucionar el problema de planeamiento con la integración de BESS-TOU.

Las ecuaciones Ec. 132 a la Ec. 134 muestran las funciones objetivo que pueden ser utilizadas para solucionar (optimizar) el problema de planeamiento. Al igual que en el capítulo 4, los criterios de optimización pueden ser, minimizar las pérdidas totales de

energía (función objetivo 1), minimizar las emisiones totales de CO2 (función objetivo 2) o minimizar el costo total del planeamiento de la REDis (función objetivo 3). Las funciones objetivo 1 y 3 son idénticas a las del capítulo 4, pero la función objetivo 2 difiere porque no incluye las emisiones producidas por la generación distribuida.

Función objetivo 1:

$$T_{Loss} = \frac{1}{2} * \sum_{y,h,i,j} \left(-Y_{i,j} * \cos(\theta_{i,j}) * (V_{y,h,i}^2 + V_{y,h,j}^2) - 2 * (V_{y,h,i} * V_{y,h,j} * \cos(\delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})) \right) \quad Ec. 132$$

Función objetivo 2:

La ecuación Ec. 133 solamente tiene en cuenta las emisiones producidas por las plantas que despachan en el mercado eléctrico.

Minimizar: $CO2_{TotEm} = CO2Em^{SS}$ Ec. 133

Función objetivo 3:

Minimizar: $TotCost = TC_{capt} + O\&M + EngCst$ Ec. 134

Las ecuaciones Ec. 135 a la Ec. 178 complementan el modelo con las restricciones que se deben cumplir de forma simultánea para solucionar el problema de planeamiento con TOU-BESS. El grupo de restricciones y ecuaciones complementarias es el siguiente:

Restricciones de voltaje (Ec. 135)

$$V_{min} \leq V_{y,h,i} \leq V_{max} \quad Ec. 135$$

Restricciones de balance de potencia nodal (activa y reactiva) (Ec. 136 y Ec. 137)

$$Pg_{y,h,i}^{SS} + Pg_{y,h,i}^{BESS} - PD_{y,h,i} = \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \quad Ec. 136$$

$$Qg_{y,h,i}^{SS} + Q_{y,h,i}^{BC} - QD_{y,h,i} = - \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \sin(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \quad \text{Ec. 137}$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en la subestación (Ec. 138 y Ec. 139)

$$Pg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \cos(\theta^{SS}) \quad \text{Ec. 138}$$

$$Qg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \sin(\theta^{SS}) \quad \text{Ec. 139}$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en alimentadores (Ec. 140 y Ec. 141)

$$\begin{aligned} (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \cos(\theta^{Fdr}) \\ \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j}) \\ + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})] \end{aligned} \quad \text{Ec. 140}$$

$$\begin{aligned} (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \sin(\theta^{Fdr}) \\ \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \sin(\theta_{i,j}) \\ + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})] \end{aligned} \quad \text{Ec. 141}$$

La ecuación Ec. 142 permite ampliar la capacidad instalada de la subestación

$$Upg_y^{SS} = Upg_{y-1}^{SS} + \sum_{y=1}^Y Z^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg} \quad \text{Ec. 142}$$

La ecuación Ec. 143 permite ampliar la capacidad de los alimentadores

$$Upg_{y,i,j}^{Fdr.New} = Upg_{y-1,i,j}^{Fdr.New} + Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New} \quad \text{Ec. 143}$$

Ecuaciones para localización y ampliación de los bancos de compensación (Ec. 144 a la Ec. 146)

$$Upg_{y,i}^{BC} = Upg_{y-1,i}^{BC} + Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC} \quad \text{Ec. 144}$$

$$0 \leq N_{y,i}^{BC} \leq Nmax^{BC} \quad \text{Ec. 145}$$

$$Q_{y,h,i}^{BC} \leq Upg_{y,i}^{BC} \quad \text{Ec. 146}$$

Ecuaciones para implementar los BESS en el modelo de planeamiento

Las ecuaciones Ec. 147 a la Ec. 153 se usan para determinar la localización, así como la capacidad de cada uno de los BESS a instalar en la REDis durante el planeamiento.

$$BESS_{y,ib}^{tot} = BESS_{y-1,ib}^{tot} + N_{y,ib}^{BESS} \quad Ec. 147$$

$$SOC_{y,ib}^{min} \geq 0.4 * BESS_{y,ib}^{tot} * Cap^{bess} \quad Ec. 148$$

$$SOC_{y,ib}^{max} \leq BESS_{y,ib}^{tot} * Cap^{bess} \quad Ec. 149$$

$$SOC_{y,h,ib} = SOC_{y,h-1,ib} + \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Effch} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 150$$

$$CHR_{ib}^{min} \leq CHR_{y,ht,ib} \leq CHR_{ib}^{max} \quad Ec. 151$$

$$Pg_{y,ht,ib}^{bess} = - \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Effch} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 152$$

$$Bn_{ib}^{dsc} + Bn_{ib}^{chr} \leq 1 \quad Ec. 153$$

Restricciones para implementar el modelo de despacho por costo marginal

Las ecuaciones Ec. 154 a la Ec. 166 permiten implementar el despacho económico por orden de mérito en el problema de planeamiento.

$$Pg_{y,h}^{SS} (1 + Lss^{Tns}) = (Pg_{y,h}^{SS,Hidro} + Pg_{y,h}^{SS,Carb} + Pg_{y,h}^{SS,Gas} + Pg_{y,h}^{SS,Dies}) \quad Ec. 154$$

$$Pg_{y,h}^{SS,coal} * (Pg_{y,h}^{SS,Hidro} - Pg_y^{HidroMax}) \leq 0 \quad Ec. 155$$

$$Pg_{y,h}^{SS,Gas} * (Pg_{y,h}^{SS,Coal} - Pg_y^{CoalMax}) \leq 0 \quad Ec. 156$$

$$Pg_{y,h}^{SS,Dies} * (Pg_{y,h}^{SS,Gas} - Pg_y^{GasMax}) \leq 0 \quad Ec. 157$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS,Hidro} \leq Pg_y^{Hidro.Max} \quad Ec. 158$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS,Coal} \leq Pg_y^{Coal.Max} \quad Ec. 159$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS,Gas} \leq Pg_y^{Gas.Max} \quad Ec. 160$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS,Dies} \leq Pg_y^{Dies.Max} \quad Ec. 161$$

$$Pg_y^{Hidro.Max} \leq Prp^{SS,Hidro} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 162$$

$$Pg_y^{Coal.Max} \leq Prp^{SS.Coal} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 163$$

$$Pg_y^{Gas.Max} \leq Prp^{SS.Gas} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 164$$

$$Pg_y^{Dies.Max} \leq Prp^{SS.Dies} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 165$$

$$CDsp = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} (Cmg^{Hidro} * Pg_{y,h}^{SS.Hidro} + Cmg^{Carb} * Pg_{y,h}^{SS.Carb} + Cmg^{Gas} * Pg_{y,h}^{SS.Gas} + Cmg^{Dies} * Pg_{y,h}^{SS.Dies}) \quad Ec. 166$$

Costos totales del planeamiento

Las ecuaciones Ec. 168 a la Ec. 178 se usan para calcular el valor presente neto de los costos totales de planeamiento, teniendo en cuenta los costos de capital (inversión), los costos de operación de la REDis (costos variables y costos fijos) y los costos asociados a la compra de energía.

Costos de capital asociados a la compra de elementos para instalar en la REDis

$$CCapt = CCap^{SS.Upg} + CCap^{BC} + CCap^{BESS} + CCap^{Fdr} \quad Ec. 167$$

Restricciones de capital máximo disponible (MaxCapital) para las inversiones (Ec. 168)

$$CCap^{SS.Upg} + CCap^{BC} + CCap^{BESS} + CCap^{Fdr} \leq MaxCapital \quad Ec. 168$$

Costos de inversión requeridos para ampliar la subestación (Ec. 169)

$$CCap^{SS.Upg} = \sum_y^n \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * (Ime * Cs^{SS.Upg} * (Z_y^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg})) \quad Ec. 169$$

Costos de inversión para compra de nuevos bancos de compensación (Ec. 170)

$$CCap^{BC} = \sum_y^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_i^I (Ime * Cs^{BC} * (Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC})) \quad Ec. 170$$

Costos de inversión para la compra de BESS (Ec. 171)

$$\begin{aligned}
 CCap^{BESS} = & \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{ib}^I \left(Ime * C_S^{Fx.BESS} * (Cap^{BESS} * N_{y,ib}^{BESS}) \right) \\
 & + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{ib}^I \left(Ime * C_S^{Var.BESS} \right. \\
 & \left. * (SOC^{MAX} * PDsch_{y,h,ib}^{BESS} * N_{y,ib}^{BESS}) \right)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 171}$$

Costos de inversión para la ampliación de alimentadores (Ec. 172)

$$CCap^{Fdr.New} = C_S^{Fdr.New} * \sum_y \sum_i \sum_j Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New}
 \tag{Ec. 172}$$

Costos totales de operación y mantenimiento (Ec. 173)

$$O\&M = O\&M^{SS} + O\&M^{BC} + O\&M^{BESS} + O\&M^{Fdr}
 \tag{Ec. 173}$$

Costos de mantenimiento y operación de la subestación (Ec. 174)

$$\begin{aligned}
 O\&M^{SS} = & Cfx^{SS} * Zinic^{SS0} \\
 & + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \left(Ime * Cfx^{SS} * (Z_y^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg}) \right) \\
 & + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \left(Ime * Cvar^{SS} * Pg_{y,h}^{SS} \right)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 174}$$

Costos de operación y mantenimiento de bancos de compensación capacitivos (Ec. 175)

$$O\&M^{BC} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \left(Ime * Cfx^{BC} * Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC} \right)
 \tag{Ec. 175}$$

Costos de operación y mantenimiento de BESS (Ec. 176)

$$\begin{aligned}
 O\&M^{BESS} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{ib}^I \left(Ime * Cfx^{BESS} * (SOC^{MAX} * N_{y,ib}^{BESS}) \right) \\
 &+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{ib}^I \left(Ime * Cvar^{BESS} \right. \\
 &\quad \left. * (SOC^{MAX} * PDsch_{y,h,ib}^{BESS}) \right)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 176}$$

Costos de operación y mantenimiento de alimentadores (Ec. 177)

$$\begin{aligned}
 O\&M^{Fdr} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \sum_j^J \left(Ime * Cm^{Fdr} * (Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New}) \right) \\
 &+ \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \sum_j^J \left(Ime * Cm^{Fdr} * Z_{i,j}^{Fd.Ext} \right)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 177}$$

Costos asociados a la compra y venta de energía siguiendo la estrategia de precios diferenciales TOU (Ec. 198)

$$\begin{aligned}
 EngCst = \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_{h=1}^{24} \left(MkP_{y,h} * Pg_{y,h}^{SS} (1 + Lss^{Tns}) \right) \\
 &+ \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \\
 &\quad * \sum_{h=1}^{24} \sum_{ib}^I \left(MkP_{y,h} * PChrg_{y,h,ib}^{BESS} - MkP_{y,h} * PDsch_{y,h,ib}^{BESS} \right)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 178}$$

Los costos por concepto de compra de energía al mercado eléctrico dependen de la demanda de energía y del precio de la energía en cada hora del día. En mercados con tarifa de energía fija durante las 24 horas del día, los BESS no generan un beneficio económico tangible, sin embargo, en mercados con tarifas diferenciales o estrategias de respuesta a la demanda ($MkP_{y,h}$), los BESS pueden aprovechar la diferencia de precio en los diferentes horarios para incrementar los beneficios económicos y operativos. En este caso, el modelo permite aprovechar la diferencia en precios que ofrece la estrategia TOU, para almacenar energía en momentos donde el precio es bajo y entregarla cuando el precio de la energía es alto.

Los costos de operación y mantenimiento para la subestaciones se calculan de una forma similar a como se hizo en el capítulo 4, pero en el modelo actual se elimina el efecto de la generación distribuida y se incluye el efecto de los BESS.

El conjunto de ecuaciones presentado (Ec. 132 a la Ec. 178) conforma el modelo de planeamiento propuesto en este capítulo, que permite la integración de BESS a la vez que garantiza el cumplimiento del despacho de energía por costo marginal. Simultáneamente, el modelo permite analizar aspectos como pérdidas de energía, emisiones de CO₂ y costos de planeamiento en las redes eléctricas de distribución.

5.6 Implementación del modelo de planeamiento con integración de BESS

En esta sección del documento se evalúa el modelo de planeamiento propuesto para la integración de BESS y estrategias de respuesta a la demanda TOU, incluyendo las emisiones de CO₂ causadas por las plantas de generación, los costos del planeamiento y las pérdidas totales de energía. El modelo se evalúa con el mismo caso de estudio presentado en el capítulo 4, y usando el mismo sistema de prueba IEEE de 15 nodos. El problema se soluciona usando los tres criterios de optimización de forma independiente (que equivale a solucionar el problema de tres formas diferentes) de igual forma a como se hizo en el capítulo 4. Caso 1: minimizando las pérdidas totales de energía. Caso 2: minimizando las emisiones totales de CO₂. Caso 3: minimizando los costos totales de planeamiento. De esta manera se comprueba el correcto funcionamiento del modelo planteado y se analiza el efecto de la combinación TOU-BESS en los resultados del planeamiento, teniendo como parámetro de comparación un caso de referencia de planeamiento sin BESS y sin DG.

El problema de planeamiento formulado se implementa en GAMS 34.2.0, y se soluciona usando los solvers DICOP, MINOS y CPLEX, que funcionan de manera conjunta para resolver el problema de planeamiento entero mixto no lineal (MINLP). Las simulaciones se

realizaron usando una máquina virtual con 8 Gb de memoria RAM, 8 CPUs y sistema operativo Kernel 4.15.0-184.

5.6.1 Características del sistema de prueba utilizado

En esta sección se usa el mismo sistema de prueba IEEE de 15 nodos presentado en la Figura 4-2 de la sección 0, que tiene una demanda pico igual a 1226.4 kVA en el año cero del planeamiento, y cuya demanda tiene una tasa de crecimiento anual del 3%, sin embargo, en este caso no se usan los sistemas de generación distribuida. El caso de estudio define tres posibles lugares para la ubicación de los BESS, que son los nodos B3, B4 y B6, mientras que nodos habilitados para ubicar los bancos de compensación son los nodos B2 al B15.

La Tabla 24 muestra la información usada para desarrollar el caso de planeamiento, que incluye aspectos como: capacidad de la subestación, demanda pico de la REDis en el año cero, nodos habilitados para la ubicación de los BESS, capacidad de los bancos de compensación, tamaño de las ampliaciones que se pueden hacer en la subestación y presupuesto total de inversión disponible para el planeamiento.

Tabla 24. Información técnica y financiera usada para implementar el caso de estudio

Capacidad de la subestación en el año 0	2000 kVA
Demanda de potencia pico en el año 0	1226.4 kVA
Voltaje de operación en la red	11 kV
Crecimiento anual de la demanda	3%
Capacidad de reserva en generación	10%
Pérdidas en el sistema de transmisión	5%
Tasa de descuento para cálculo del VPN	3%
Incremento anual del precio de la electricidad	2%
Incremento anual de equipos, y costos O&M	1.5%
Capacidad de cada banco de compensación (kVAR)	50kVAR
Posibles ampliaciones en la subestación (kVA)	100, 200, 300, 500, 1000 y 1500
Tamaño de ampliaciones en alimentadores (kVA)	100
Presupuesto o capital de inversión (US\$)	5000000

La Tabla 25 presenta la información usada para integrar los BESS en el modelo de planeamiento desarrollado. Entre estos se encuentran, el subconjunto de nodos en que se

pueden instalar los BESS, el nivel de carga inicial de los BESS, la capacidad de almacenamiento de cada uno de los BESS, y también, la eficiencia de los sistemas de carga y descarga.

Tabla 25. Elementos usados para analizar el caso de planeamiento con integración de BESS

Nodos asignados para la conexión de los BESS	B3, B4 y B6
Nivel de carga inicial de los BESS, SOC0 (%)	35
Capacidad de cada unidad de BESS, SOCmax (kW)	100
Eficiencia del sistema de carga, Eff_c (%)	97
Eficiencia del sistema de descarga, Eff_d (%)	95

La selección de los nodos habilitados para localizar los BESS se hace luego de identificar algunos de los nodos más sensibles de la red de prueba. La eficiencia de los sistemas de carga y descarga se toman de [122].

En la Tabla 26 se relacionan los costos de capital, así como los costos de mantenimiento y operación de los BESS, que se incluyen en los casos de estudio propuestos (Información tomada de [122]).

Tabla 26. Costos de referencia usados para incluir los BESS en el planeamiento

$C_S^{Fx.BESS}$ US\$/kW	$C_S^{Var.BESS}$ US\$/kW	$C_S^{Rep.BESS}$ US\$/kW	C_{fx}^{BESS} US\$/kW	C_{var}^{BESS} US\$/kW
1.407	0.275	0.375	0.0268	0.000011

5.7 Comparación de resultados de planeamiento con integración de BESS y TOU

En esta sección se comparan y analizan los resultados obtenidos en los tres casos de planeamiento desarrollados (minimizando pérdidas totales, minimizando las emisiones de CO2 y minimizando el costo total de la red) en relación el caso de referencia de planeamiento utilizado, que corresponde a un caso de planeamiento clásico con estrategia de precios TOU pero sin BESS. Cada criterio de planeamiento produce resultados

diferentes en relación al tipo de dispositivos a instalar, la capacidad instalada de los dispositivos, los niveles de emisiones de CO₂, y los costos totales del planeamiento.

5.7.1 Resultados generales del planeamiento

La Tabla 27, la Tabla 28 y la Tabla 29 presentan los resultados del planeamiento obtenidos para el caso de referencia (sin GD y sin BESS) y los resultados obtenidos con los tres criterios de optimización planteados, evidenciando aspectos importantes asociados a la combinación BESS-TOU en el planeamiento: el primero es el beneficio que pueden aportar los BESS al planeamiento y la operación de las REDis en aspectos técnicos, económicos y ambientales, y el segundo, las diferencias que se pueden encontrar entre los resultados obtenidos, al solucionar el problema de planeamiento usando criterios de evaluación diferentes (optimización).

Tabla 27. Resultados del planeamiento con integración de TOU-BESS usando los tres criterios de evaluación propuestos (pérdidas, emisiones y costos)

Aspectos	Referencia	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Función Objetivo	Min. Pérdidas	Min. pérdidas totales	Min. emisiones de CO ₂	Min. costos totales
Pérdidas totales de energía kW-hora	1134.67	1145.3	2051.39	1769.22
Emisiones totales de CO₂ (toneladas)	1634.8	1636.6	20.92	1823.24
Costos totales del planeamiento (US\$)	10760500.0	10759300.0	12256942.8	10635500.0
Costos de capital (US\$)	50000.0	49927.2	1385600.0	21102.0
Costos fijos totales (US\$)	1171180.0	1168680.0	1350710.0	994357.0
Costos variables Totales (US\$)	0	0	1682.8	0.0
Costos asociados a compra de energía sin TOU (US\$)	9539330.0	9540680.0	9518950.0	9620050.0

En general, se observa que al implementar estrategias BESS-TOU se pueden favorecer algunos aspectos más que otros en el planeamiento. La Tabla 27 muestra que los BESS pueden reducir significativamente las emisiones de CO₂, mientras que su aporte para la reducción de pérdidas y/o la reducción de costos no es tan contundente en relación con los resultados obtenidos para el caso de referencia (columna 1 de la Tabla 27).

Cada criterio de planeamiento produce resultados diferentes en cuanto al tipo de elementos a instalar, la capacidad instalada de los dispositivos, los niveles de emisiones de CO₂, y los costos totales de la red, como se ve en la Tabla 28 y la Tabla 29.

La columna 2 de la Tabla 27 muestra los resultados obtenidos cuando se minimizan los costos totales de planeamiento. Los resultados indican que no hay cambios significativos en las pérdidas, las emisiones ni los costos de planeamiento, porque en este caso solamente se instalan BC y no se instalan BESS, como se ve en la Tabla 28. La columna 3 de la Tabla 27 presenta los resultados del planeamiento cuando se minimizan las emisiones de CO₂, y muestran que los BESS ayudan a reducir las emisiones, pasando de 1634.8 toneladas de CO₂ (caso de referencia), a 20.92 toneladas de CO₂, durante el periodo de planeamiento. Esto indica que los BESS producen un impacto positivo en las emisiones de CO₂, el cual se da porque se cargan usando la energía producida por las plantas hidráulicas en horas con baja demanda (entre la 1 y las 5 de la mañana), y se descargan en las horas donde la demanda de energía es alta, reduciendo la necesidad de despachar plantas de generación a carbón.

Por su parte, en la columna 4 se presentan los resultados del planeamiento cuando el problema se soluciona minimizando los costos totales de planeamiento. Los resultados muestran una reducción en los costos totales de planeamiento en relación con el caso de referencia (de 10760500.0 US\$ a 10635500.0 US\$), aunque es muy baja. Sin embargo, esta reducción de costos se da porque se instala una menor cantidad de BC, y no por el uso de los BESS en la solución encontrada, como se ve en la Tabla 28 y la Tabla 29.

Esto indica que el modelo propuesto permite la instalación de BESS, pero se usan solamente si los beneficios que ofrecen se ajustan a las necesidades y los criterios de optimización utilizados en cada caso de estudio.

Uno de los aspectos que más se beneficia por el uso de los BESS es el nivel de emisiones de CO₂, ya que estos dispositivos ayudan a reducir las emisiones de CO₂ a valores muy bajos, sin embargo los costos y las pérdidas de energía no se benefician de manera significativa por el uso de los BESS. Esto se explica porque en este caso de estudio no hay opción de reemplazar las plantas de generación por fuentes limpias (eólicas y fotovoltaicas), de manera que solamente se gestiona la capacidad residual de las plantas hidráulicas en horas de la madrugada, mediante el uso de los BESS.

Tabla 28. Cantidad de elementos instalados en la red, en cada caso de planeamiento con integración de BESS

Dispositivos	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Total de unidades de compensación instaladas	20	20	9
Total BESS instaladas	0	8	0

La Tabla 28 muestra los elementos a instalar durante el planeamiento en cada uno de los tres casos de estudio, en este se evidencia que los resultados cambian a pesar que se soluciona el mismo problema de planeamiento y que dichos resultados dependen del criterio de optimización usado para solucionar el problema. Se observa que el caso 2 es el único que instala sistemas de almacenamiento con baterías mientras que los otros casos solamente instalan bancos de compensación.

La Tabla 29 muestra el número de unidades requeridas, el nodo donde se deben ubicar y el año en que se debe instalar cada uno de los elementos (BESS y BC) que indica la solución dada para cada uno de los tres casos de planeamiento. En esta tabla se ve que la solución dada para los casos 1 y 2 opta por instalar la mayor cantidad posible de BC (20 unidades en cada caso), mientras que la solución para el caso 3 instala solamente 9 BC, en diferentes años del planeamiento. Por su parte, la solución del caso 2 opta por instalar

8 bancos de almacenamiento (BESS) durante el planeamiento, usando los nodos B3 y B4 de la REDis.

Tabla 29. Dimensionamiento y localización de BESS y bancos de compensación al hacer planeamiento con cada criterio de optimización de manera independiente

Aspectos	año	Caso 1	Caso 2	Caso 3	
		No unidades	No unidades	No unidades	
SC	Año 1	B3, B4, B8, B9, B11, B12, B14 y B15: 2u B5 y B6: 1u	B3, B4, B6, B8, B12 y B13: 2u B2, B9, B10, B11, B14 y B15: 1u	B13: 1u	
	Año 2	B11 y B15: 1u	B4: 1u	B12: 2u	
	Año 4	0	0	B14: 1u	
	Año 6	0	0	B15: 1u	
	Año 7	0	0	B5: 1u	
	Año 8	0	0	B11: 1u	
	Año 9	0	B4: 1u	B13: 1u	
	Año 10	0	0	B8: 1u	
	BESS	Año 1	0	B3 y B4: 3u	0
		Año 2	0	B4: 1u	0
Año 3		0	0	0	
Año 4		0	B4: 1u	0	

Los resultados confirman que el modelo de planeamiento con BESS-TOU da soluciones muy claras, que definen la cantidad, localización y momento en que se deben instalar los nuevos equipos en la red, y las inversiones que se deben realizar. Además, los resultados confirman que el modelo desarrollado ayuda a mejorar las soluciones del planeamiento en relación con el caso de referencia, para los casos en que estas mejoras son factibles. Sin embargo, las soluciones obtenidas dependen de varios aspectos como: los dispositivos que se pueden utilizar, la capacidad de cada uno de estos elementos, los nodos en que

puedan ser instalados, las restricciones de capital, y la misma topología de la red. Cualquier cambio en alguno de estos aspectos puede conllevar a un cambio en la solución del problema de planeamiento.

5.7.2 Impacto de los BESS en el despacho de energía

Al igual que en el capítulo anterior, el modelo desarrollado permite ver el efecto de las soluciones de planeamiento en el despacho de energía por costo marginal. De esta manera, se puede conocer y cuantificar el impacto de los BESS en las cantidades de energía que despachan las diferentes tecnologías de generación que participan en el mercado eléctrico, como se ve en la Figura 5-1.

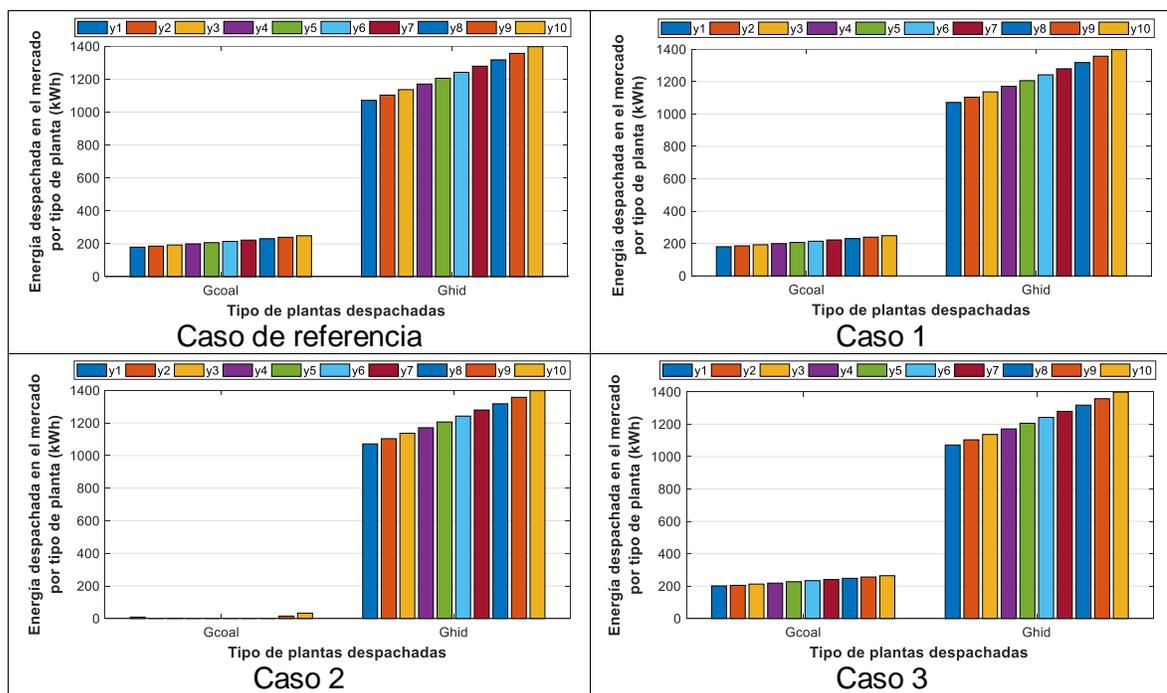


Figura 5-1. Energía despachada durante la hora de demanda pico por cada tipo de planta de generación que participa en el mercado. Variación del comportamiento durante los 10 años del planeamiento (fuente propia)

Los resultados presentados en la Figura 5-1 muestran que la solución encontrada para el caso 1 (minimizando pérdidas de energía) no cambia en relación con el caso de referencia, porque no se instalan BESS y porque se usa la misma cantidad de BC que en el caso de

referencia. En el caso 2 (minimizando emisiones de CO₂) se observa que el uso de los BESS afecta las cantidades de energía despachadas en el mercado, disminuyendo significativamente la cantidad de energía que despachan las plantas de generación a carbón, en relación con el caso de referencia. La razón de este cambio se da porque los BESS se cargan en horas de baja demanda (entre la 1 y las 5 de la mañana), aprovechando la capacidad disponible de las plantas hidráulicas, y se descargan en las horas de máxima demanda, con lo cual disminuye la necesidad de comprar energía a las plantas de generación a carbón como se ve en la Figura 5-1, caso 2.

Finalmente, el caso 3 presentado en la Figura 5-1 muestra un ligero incremento en la cantidad de energía despachada por las plantas de generación a carbón. Esto se da porque al reducir la cantidad de BC instalados en la red, aumentan las pérdidas de energía y en consecuencia, se hace necesario comprar más energía en el mercado, lo cual implica aumentar el despacho de las plantas de generación a carbón.

Los resultados se confirman que el modelo de planeamiento con la combinación BESS-TOU permite conocer de forma detallada el efecto de los BESS en el comportamiento de la red y su impacto en el despacho de energía. Además, explican de forma clara y coherente los cambios que se producen en el despacho por costo marginal cuando se instalan los BESS y cuando cambia el número de BC instalados en la REDis, confirmando el correcto funcionamiento del modelo.

5.7.3 Efecto de la GD en el voltaje de la red

La integración de los BESS y las estrategias TOU también afectan el comportamiento de los voltajes nodales de la REDis. La Figura 5-2 muestra el perfil de voltajes nodales para el caso de referencia y el perfil de voltajes para los tres casos de estudio planteados (minimizando pérdidas, minimizando emisiones de CO₂ y minimizando costos). Estos perfiles muestran el comportamiento de los voltajes en la hora de máxima demanda (hora 20:00 del planeamiento), durante los 10 años de planeamiento.

El perfil de voltajes del caso 1 es igual al perfil de voltajes del caso de referencia porque no se instalan BESS, y porque se tiene la misma cantidad de BC en la REDis. El caso 2

produce cambios en el perfil de voltajes a causa de los 8 BESS instalados en la red, haciendo que los voltajes estén por arriba de 0.965 p.u. en todos los nodos de la red (Figura 5-2). Si bien los voltajes nodales del caso 2 son mayores a los voltajes del caso de referencia y a los del caso 1, estos representan el comportamiento de la red únicamente en la hora 20:00 de planeamiento, lo cual indica que las caídas de voltaje pueden ser diferentes en otras horas.

Los perfiles del caso 3 muestran un comportamiento diferente porque los voltajes nodales disminuyen en relación con los voltajes obtenidos en el caso de referencia. Dicho comportamiento se explica porque en este caso se minimizan los costos de planeamiento, y esto implica reducir la cantidad de elementos a instalar en la REDis, lo cual conlleva a un aumento en las pérdidas de energía y a la disminución de los voltajes nodales.

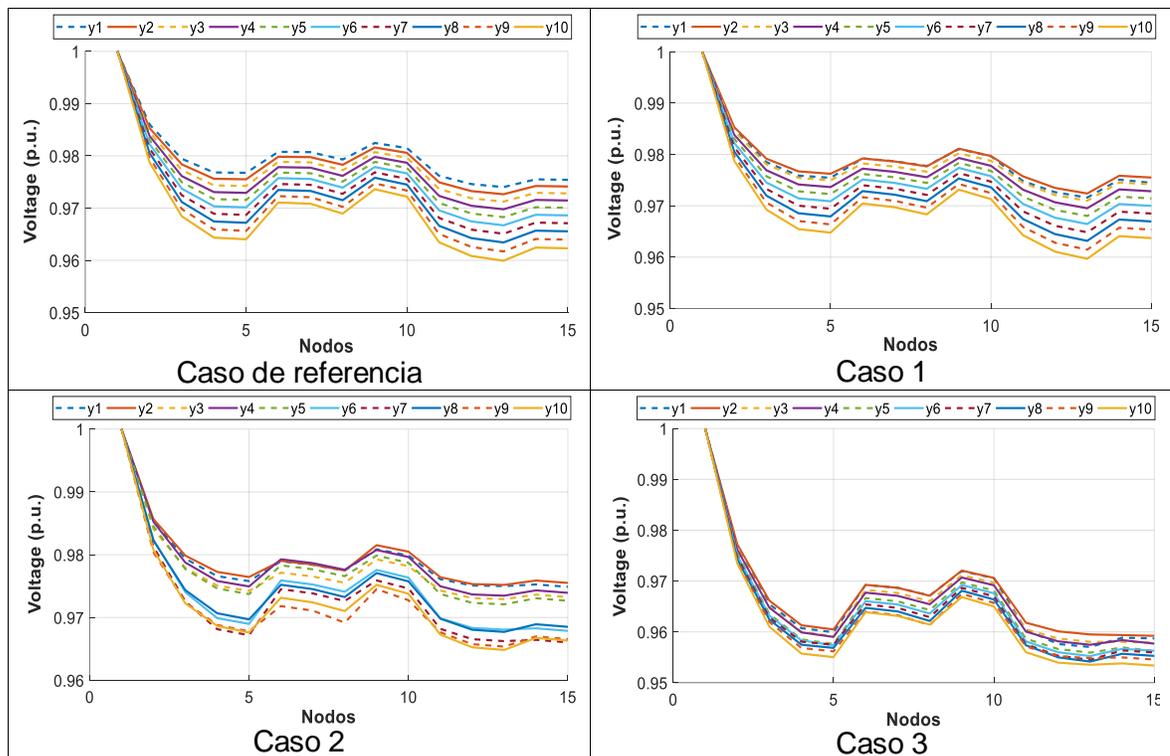


Figura 5-2. Perfiles de voltaje de la red eléctrica obtenidos para los 10 años de planeamiento, con los tres casos de estudio propuestos (fuente propia)

Los voltajes del caso 3 caen por debajo de 0.955p.u., mientras que en los voltajes en los demás casos están por arriba de 0.96p.u. Esto indica que una reducción en los costos necesariamente afecta aspectos relacionados con la operación del sistema, como sucede con el voltaje.

5.7.4 Análisis de resultados

Los resultados de la Tabla 27, la Tabla 28 y la Tabla 29 confirman que el modelo de planeamiento desarrollado, que incluye BESS, estrategias de respuesta a la demanda (TOU) y el modelo de despacho por costo marginal, permite dar soluciones adecuadas a los problemas de planeamiento propuestos, teniendo en cuenta los diferentes criterios de optimización. También se confirma que la combinación BESS-TOU ofrece beneficios tangibles para mejorar el funcionamiento de la REDis, principalmente reduciendo las emisiones de CO₂. Sin embargo, también es posible obtener beneficios en aspectos técnicos y económicos cuando cambian las características de los sistemas de almacenamiento (capacidad máxima de los BESS) y cuando cambian los precios de la energía en las estrategias de respuesta a la demanda.

Los resultados confirman que la integración de los BESS y las estrategias TOU afectan el despacho económico por costo marginal, ayudan a mejorar algunos de los aspectos del planeamiento como los niveles de emisiones de CO₂, y modifican las cantidades de energía que despacha cada una de las tecnologías de generación que participa en el mercado eléctrico. Esto se evidencia el caso 3 (minimizando las emisiones de CO₂), donde disminuyen significativamente las cantidades de energía despachadas por las plantas de generación a carbón, en relación con el caso de referencia.

Finalmente, se confirma que el modelo de planeamiento desarrollado funciona correctamente, permite obtener soluciones adecuadas para el planeamiento con BESS-TOU, y además permite conocer de forma detallada el efecto que tienen estos elementos en el despacho de energía por costo marginal.

6.OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO DEL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO

En este capítulo se presenta el modelo de planeamiento final con el cual se cumple el objetivo general propuesto en esta tesis de doctorado. El modelo de planeamiento permite la integración simultánea de sistemas de generación distribuida, sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) y estrategias de respuesta a la demanda (TOU). El modelo desarrollado se basa en los modelos propuestos y validados en los capítulos 4 y 5 de este documento, que se usan como soporte para desarrollar el modelo final, en el que además se incluye el efecto del despacho de energía por costo marginal.

El modelo ofrece dos tipos de solución, una que permite resolver el planeamiento como un problema mono-objetivo con diferentes criterios de solución (pérdidas, emisiones de CO₂ o costos), y otra que resuelve el planeamiento como un problema multi-objetivo. Además, permite solucionar el problema de planeamiento analizando una gran cantidad de opciones posibles, que incluyen la opción de usar generación distribuida, la opción de usar sistemas de almacenamiento con BESS y la opción de combinar este tipo de tecnologías para así encontrar mejores soluciones al problema de planeamiento. Los resultados del problema pueden ser muy diversos y dependen de las características de la REDis sobre la que se hace el planeamiento, pero, independientemente del tipo de solución obtenida, el modelo también permite conocer el impacto de la solución en el despacho de energía, que es un aspecto adicional incluido en el modelo.

Al igual que en los capítulos anteriores, el modelo permite evaluar las pérdidas de energía, las emisiones de CO₂ producidas por las plantas de generación, y los costos totales de planeamiento (aspectos de interés planteados en la tesis). Los aspectos antes mencionados hacen de este un modelo funcional muy completo, que ofrece mejoras y ventajas con respecto a modelos de planeamiento de REDis desarrollados en trabajos de

investigación, muchos de los cuales no incluyen varios de los componentes del modelo desarrollado en este trabajo.

En la primera parte de este capítulo se presenta el modelo de planeamiento completo, que incluye las diferentes tecnologías de generación distribuida (gas, fotovoltaica y eólica), los BESS y las estrategias de respuesta a la demanda (TOU), así como el modelo del despacho de energía por costo marginal. Después, se plantea un caso de estudio con el sistema de prueba presentado en los capítulos 4 y 5 (IEEE de 15 nodos), y se da solución al problema usando los tres criterios de propuestos en los objetivos de esta tesis (minimizando pérdidas totales de energía, minimizando emisiones totales de CO₂ y minimizando costos totales de planeamiento). Posteriormente se presentan los resultados y se analiza el impacto que tiene la integración simultánea de todos los componentes y estrategias en el planeamiento de la REDis, representando el modelo como un problema de optimización mono-objetivo. Finalmente se da solución al modelo representándolo como un problema de optimización multi-objetivo y se analizan los resultados, confirmando las ventajas y la utilidad del modelo propuesto.

APORTES DE ESTE CAPÍTULO AL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Como ya se mencionó, en este capítulo se presenta el modelo de planeamiento final, que incluye todos los aspectos presentados en los capítulos 4 y 5, incluyendo los aportes y beneficios previamente indicados en estos capítulo, pero que además permite analizar el problema de planeamiento como un problema mono-objetivo o como un problema multi-objetivo, con lo cual se pueden encontrar un gran conjunto de soluciones óptimas y factibles que permiten solucionar el problema de planeamiento. Teniendo en cuenta estos aspectos se presentan los aportes de este trabajo:

- Se desarrolla un modelo de planeamiento multi-etapa que permite el dimensionamiento, localización y selección simultánea de diferentes tecnologías de generación distribuida (fotovoltaica, eólica y gas), de sistemas de almacenamiento BESS y de BC, con el cual se pueden obtener una gran diversidad de posibles soluciones al problema de planeamiento, que permite el uso de diferentes criterios

de evaluación (minimizar pérdidas de energía, minimizar emisiones de CO₂ o minimizar costos totales de planeamiento).

- El modelo desarrollado permite conocer el impacto individual y el impacto colectivo que producen las diferentes tecnologías de generación distribuida y almacenamiento con BESS, en las cantidades de energía despachadas en el mercado de energía, gracias al modelo de despacho de energía por costo marginal.
- El modelo permite analizar el efecto de las estrategias de respuesta a la demanda (TOU) en las soluciones de planeamiento encontradas, ya que el uso de algunos elementos como los BESS está fuertemente asociada a las estrategias de respuesta a la demanda, por lo cual, los cambios en dichas estrategias pueden generar cambios en las soluciones de planeamiento.
- El modelo permite solucionar el problema de planeamiento como un problema multi-objetivo, con lo cual se encuentran soluciones que optimizan simultáneamente los tres criterios de planeamiento analizados a lo largo de todo el trabajo de investigación (minimiza las pérdidas, minimiza la emisiones de CO₂ y minimiza los costos totales de planeamiento).

Los aportes acá mencionados se suman a los aportes previamente indicados en los capítulos 4 y 5 de este documento.

6.1 Representación del modelo de planeamiento final

En esta parte del documento se presenta el modelo de planeamiento final, desarrollado en este trabajo de investigación, que permite el uso simultáneo de fuentes de generación distribuida, sistemas de almacenamiento con baterías BESS y estrategias de respuesta a la demanda (TOU) para encontrar la solución al planeamiento de las REDis. El modelo incluye además, el despacho económico por costo marginal, y los representa usando las ecuaciones presentadas en la sección 4.3.2 de este documento.

Este modelo final integra todos los elementos y aspectos planteados en la propuesta de este trabajo de doctorado, integra los desarrollados en los capítulos 4 y 5 de este documento. El modelo completo se evalúa de dos formas diferentes: primero se soluciona

usando cada uno de los criterios de optimización de forma independiente, y posteriormente se soluciona usando una estrategia de optimización multi-objetivo que da como resultado un frente de Pareto que muestra un conjunto soluciones óptimas para resolver el problema.

6.2 Modelo de planeamiento final, con integración de GD, BESS y TOU

Como se indicó anteriormente, el modelo final integra los modelos desarrollados en el capítulo 4 y en el capítulo 5 de este documento, permitiendo la integración simultánea de generación distribuida GD (eólica, fotovoltaica y a gas), sistemas de almacenamiento de energía con BESS y estrategias de respuesta a la demanda (TOU), en el planeamiento de las REDis, pero también se incluye el modelo del mercado de energía por costo marginal. Adicionalmente, el modelo permite solucionar el problema de planeamiento usando diferentes criterios de evaluación (optimización) entre los cuales se tienen minimizar las pérdidas de energía en la REDis, minimizar las emisiones totales de CO₂ y minimizar los costos totales del planeamiento.

A continuación se presenta el modelo desarrollado, que se puede resolver como un problema de optimización mono-objetivo o como un problema de optimización multi-objetivo. El modelo se compone por un grupo de 69 que van desde la ecuación Ec. 179 hasta la ecuación Ec. 248, que se deben solucionar de forma simultánea para solucionar el problema de planeamiento. A continuación se presenta el conjunto de ecuaciones que representan el modelo de planeamiento completo.

Funciones Objetivo

Las ecuaciones Ec. 179 a la Ec. 181 presentan las funciones objetivo usadas para solucionar (optimizar) el problema de planeamiento siguiendo los mismos criterios usados en los capítulos 4 y 5. La función objetivo 1 minimiza las pérdidas de energía en durante el planeamiento, la función objetivo 2 minimiza las emisiones totales de CO₂, y la función objetivo 3 minimiza los costos totales de planeamiento, y se presentan a continuación.

Función objetivo 1:*Minimizar:*

$$T_{Loss} = \frac{1}{2} * \sum_{y,h,i,j} \left(-Y_{i,j} * \cos(\theta_{i,j}) * (V_{y,h,i}^2 + V_{y,h,j}^2) - 2 * (V_{y,h,i} * V_{y,h,j} * \cos(\delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})) \right) \quad \text{Ec. 179}$$

Función objetivo 2:*Minimizar:*

$$F_{Obj2} = CO2_{TotEm} = CO2Em^{SS} + CO2Em^{DG} \quad \text{Ec. 180}$$

Función objetivo 3:*Minimizar:*

$$F_{Obj3} = TotCost = C_{capt} + O\&M + EngCst \quad \text{Ec. 181}$$

Restricciones de voltaje (ecuación Ec. 182)

$$V_{min} \leq V_{y,h,i} \leq V_{max} \quad \text{Ec. 182}$$

Restricciones de balance de potencia activa y reactiva (ecuaciones Ec. 183 y Ec. 184)

$$Pg_{y,h,i}^{SS} + Pd_{y,h,idg}^{DG.gas} + Pd_{y,h,idg}^{DG.pv} + Pd_{y,h,idg}^{DG.wnd} + Pg_{ht,ib}^{bess} - PD_{y,h,i} = \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \quad \text{Ec. 183}$$

$$Qg_{y,h,i}^{SS} + Q_{y,h,i}^{BC} - QD_{y,h,i} = - \sum_{j=1}^n |V_{y,h,i} V_{y,h,j} Y_{i,j}| * \sin(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i}) \quad \text{Ec. 184}$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en la subestación (Ec. 185 y Ec. 186)

$$Pg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \cos(\theta^{SS}) \quad \text{Ec. 185}$$

$$Qg_{y,h,i}^{SS} \leq (Cap^{SS} + Upg_y^{SS}) * (1 - Rsv) * \sin(\theta^{SS}) \quad \text{Ec. 186}$$

Restricciones de potencia activa y reactiva en alimentadores (Ec. 187 y Ec. 188)

$$\begin{aligned} (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \cos(\theta^{Fdr}) \\ \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j}) \\ + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})] \end{aligned} \quad \text{Ec. 187}$$

$$\begin{aligned}
& (Cap_{i,j}^{Fdr} + Upg_{y,i,j}^{Fdr.New}) \sin(\theta^{Fdr}) \\
& \geq [-(Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \sin(\theta_{i,j}) \\
& + (Y_{i,j} V_{y,h,i} V_{y,h,j}) \cos(\theta_{i,j} + \delta_{y,h,j} - \delta_{y,h,i})]
\end{aligned} \tag{Ec. 188}$$

La ecuación Ec. 189 permite ampliar la capacidad instalada de la subestación

$$Upg_y^{SS} = Upg_{y-1}^{SS} + \sum_{y=1}^Y Z^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg} \tag{Ec. 189}$$

Ecuación Ec. 190 permite ampliar capacidad de los alimentadores

$$Upg_{y,i,j}^{Fdr.New} = Upg_{y-1,i,j}^{Fdr.New} + Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New} \tag{Ec. 190}$$

Localización y ampliación de la capacidad de los elementos instalados

Las ecuaciones Ec. 191 a la Ec. 217 se usan para determinar la localización, así como la capacidad de cada una de las unidades de GD, los BESS y los BC a instalar en la REDis durante el planeamiento.

Ecuaciones para localización y ampliación de los bancos de compensación (Ec. 191 a la Ec. 193)

$$Upg_{y,i}^{BC} = Upg_{y-1,i}^{BC} + Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC} \tag{Ec. 191}$$

$$0 \leq N_{y,i}^{BC} \leq Nmax^{BC} \tag{Ec. 192}$$

$$Q_{y,h,i}^{BC} \leq Upg_{y,i}^{BC} \tag{Ec. 193}$$

Ecuaciones para localización y ampliación de las plantas de generación a gas (Ec. 194 a la Ec. 198)

$$DG_{y,idg}^{DG.gas} = DG_{y-1,idg}^{DG.gas} + Ndg_{y,idg}^{DG.gas} \tag{Ec. 194}$$

$$Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} \leq Cap^{DG.gas} * DG_{y,idg}^{DG.gas} \tag{Ec. 195}$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.gas} \leq Nmax^{DG.gas} \tag{Ec. 196}$$

$$0 \leq Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} \leq DG_{y,idg}^{DG.gas} * Cap^{DG.gas} \tag{Ec. 197}$$

$$\|Pdg_{y,h,idg}^{DG.gas} - Pdg_{y,h-1,idg}^{DG.gas}\| \leq 0.3 * Cap^{DG.gas} * DG_{y,idg}^{DG.gas} \tag{Ec. 198}$$

Ecuaciones para localización y ampliación de la generación fotovoltaica (Ec. 199 a la Ec. 202)

$$DG_{y,idg}^{DG.pv} = DG_{y-1,idg}^{DG.pv} + N_{y,idg}^{DG.pv} \quad \text{Ec. 199}$$

$$Pd_{g_{y,h,idg}}^{DG.pv} \leq Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv} \quad \text{Ec. 200}$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.pv} \leq Nmax^{DG.pv} \quad \text{Ec. 201}$$

$$0 \leq Pd_{g_{y,h,idg}}^{DG.pv} \leq DG_{y,idg}^{DG.pv} * Cap_h^{DG.pv} \quad \text{Ec. 202}$$

Ecuaciones para localización y ampliación de la generación eólica (Ec. 203 a la Ec. 206)

$$DG_{y,idg}^{DG.wnd} = DG_{y-1,idg}^{DG.wnd} + N_{y,idg}^{DG.wnd} \quad \text{Ec. 203}$$

$$Pd_{g_{y,h,idg}}^{DG.wnd} \leq Cap_h^{DG.wnd} * DG_{y,idg}^{DG.wnd} \quad \text{Ec. 204}$$

$$0 \leq N_{y,idg}^{DG.wnd} \leq Nmax^{DG.wnd} \quad \text{Ec. 205}$$

$$0 \leq Pd_{g_{y,h,idg}}^{DG.wnd} \leq DG_{y,idg}^{DG.wnd} * Cap_h^{DG.wnd} \quad \text{Ec. 206}$$

Restricciones de máxima capacidad de penetración de la GD

Las ecuaciones Ec. 207 a la Ec. 210 restringen la máxima penetración de las fuentes de generación distribuida de manera individual (por tipo de tecnología) y en grupo.

$$Cap_h^{DG.Gas} * DG_{y,idg}^{DG.Gas} \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad \text{Ec. 207}$$

$$Cap_h^{DG.wnd} * DG_{y,idg}^{DG.wnd} \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad \text{Ec. 208}$$

$$Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv} \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad \text{Ec. 209}$$

$$\left(Cap_h^{DG.pv} * DG_{y,idg}^{DG.pv} \right) + \left(Cap_h^{DG.wnd} * DG_{y,idg}^{DG.wnd} \right) \leq 0.3 * PD_y^{Peak} \quad \text{Ec. 210}$$

Ecuaciones para implementar los BESS en el modelo de planeamiento (Ec. 211 a la Ec. 217)

$$BESS_{y,ib}^{tot} = BESS_{y-1,ib}^{tot} + N_{y,ib}^{BESS} \quad \text{Ec. 211}$$

$$SOC_{y,ib}^{min} \geq 0.4 * BESS_{y,ib}^{tot} * Cap^{bess} \quad \text{Ec. 212}$$

$$SOC_{y,ib}^{max} \leq BESS_{y,ib}^{tot} * Cap^{bess} \quad \text{Ec. 213}$$

$$SOC_{y,h,ib} = SOC_{y,h-1,ib} + \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Effch} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 214$$

$$CHR_{ib}^{min} \leq CHR_{y,ht,ib} \leq CHR_{ib}^{max} \quad Ec. 215$$

$$Pg_{y,ht,ib}^{bess} = - \left(\left(\frac{PChrg_{y,ht,ib}}{Effch} \right) - PDsch_{y,ht,ib} * Eff^{dsc} \right) \quad Ec. 216$$

$$Bn_{ib}^{dsc} + Bn_{ib}^{chr} \leq 1 \quad Ec. 217$$

Restricciones para implementación del modelo de despacho por costo marginal

Las ecuaciones Ec. 218 a la Ec. 230 permiten implementar el despacho económico por orden de mérito en el problema de planeamiento

$$Pg_{y,h}^{SS} (1 + Lss^{Tns}) = (Pg_{y,h}^{SS.Hidro} + Pg_{y,h}^{SS.Carb} + Pg_{y,h}^{SS.Gas} + Pg_{y,h}^{SS.Dies}) \quad Ec. 218$$

$$Pg_{y,h}^{SS.coal} * (Pg_{y,h}^{SS.Hidro} - Pg_y^{HidroMax}) \leq 0 \quad Ec. 219$$

$$Pg_{y,h}^{SS.Gas} * (Pg_{y,h}^{SS.Coal} - Pg_y^{CoalMax}) \leq 0 \quad Ec. 220$$

$$Pg_{y,h}^{SS.Dies} * (Pg_{y,h}^{SS.Gas} - Pg_y^{GasMax}) \leq 0 \quad Ec. 221$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Hidro} \leq Pg_y^{Hidro.Max} \quad Ec. 222$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Coal} \leq Pg_y^{Coal.Max} \quad Ec. 223$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Gas} \leq Pg_y^{Gas.Max} \quad Ec. 224$$

$$0 \leq Pg_{y,h}^{SS.Dies} \leq Pg_y^{Dies.Max} \quad Ec. 225$$

$$Pg_y^{Hidro.Max} \leq Prp^{SS.Hidro} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 226$$

$$Pg_y^{Coal.Max} \leq Prp^{SS.Coal} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 227$$

$$Pg_y^{Gas.Max} \leq Prp^{SS.Gas} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 228$$

$$Pg_y^{Dies.Max} \leq Prp^{SS.Dies} * (1 + Rsv) * (PMax_y^{Mrk}) \quad Ec. 229$$

$$CDsp = \sum_{y=1}^Y \sum_{h=1}^{24} (Cmg^{Hidro} * Pg_{y,h}^{SS.Hidro} + Cmg^{Carb} * Pg_{y,h}^{SS.Carb} + Cmg^{Gas} * Pg_{y,h}^{SS.Gas} + Cmg^{Dies} * Pg_{y,h}^{SS.Dies}) \quad Ec. 230$$

Costos totales del planeamiento

Las ecuaciones Ec. 231 a la Ec. 247 se usan para calcular los costos totales del planeamiento, teniendo en cuenta los costos de capital (inversión), los costos de operación de la REDis (costos variables y costos fijos) y los costos asociados a la compra de energía.

Costos de capital asociados a la compra de elementos para instalar en la REDis

$$CCapt = CCap^{SS.Upg} + CCap^{BC} + CCap^{DG.gas} + CCap^{DG.pv} + CCap^{DG.wnd} + CCap^{BESS} + CCap^{New.Fdr} \quad Ec. 231$$

Restricciones de capital máximo (MaxCapital) disponible para las inversiones (Ec. 232)

$$CCap^{SS.Upg} + CCap^{BC} + CCap^{DG.gas} + CCap^{DG.pv} + CCap^{DG.wnd} + CCap^{BESS} + CCap^{New.Fdr} \leq MaxCapital \quad Ec. 232$$

Costos de inversión asociados a la ampliación de la subestación (Ec. 233)

$$CCap^{SS.Upg} = \sum_y^n \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * (Ime * Cs^{SS.Upg} * (Z_y^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg})) \quad Ec. 233$$

Costos de inversión asociados a compra de bancos de compensación (Ec. 234)

$$CCap^{BC} = \sum_y^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_i^I (Ime * Cs^{BC} * (Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC})) \quad Ec. 234$$

Costos de inversión asociados a sistemas de generación distribuida (Ec. 235 a la Ec. 237)

$$CCap^{DG.gas} = \sum_y^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I (Ime * Cs^{DG.gas} * (Cap^{DG.gas} * N_{y,idg}^{DG.gas})) \quad Ec. 235$$

$$CCap^{DG.pv} = \sum_y^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I (Ime * Cs^{DG.pv} * (Cap^{DG.pv} * N_{y,idg}^{DG.pv})) \quad Ec. 236$$

$$CCap^{DG.wnd} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I \left(Ime * Cs^{DG.wnd} * (Cap^{DG.wnd} * N_{y,idg}^{DG.wnd}) \right) \quad Ec. 237$$

Costos de inversión para la compra de BESS (Ec. 238)

$$CCap^{BESS} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{ib}^I \left(Ime * Cs^{Fx.BESS} * (Cap^{BESS} * N_{y,ib}^{BESS}) \right) \\ + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{ib}^I \left(Ime * Cs^{Var.BESS} * (SOC^{MAX} * PDsch_{y,h,ib}^{BESS} * N_{y,ib}^{BESS}) \right) \quad Ec. 238$$

Costos de inversión para nuevos alimentadores (Ec. 239)

$$CCap^{Fdr.New} = Cs^{Fdr.New} * \sum_y \sum_i \sum_j Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New} \quad Ec. 239$$

Costos totales de operación y mantenimiento

$$O\&M = O\&M^{SS} + O\&M^{BC} + O\&M^{DG.gas} + O\&M^{DG.pv} + O\&M^{DG.wnd} \\ + O\&M^{BESS} + O\&M^{Fdr} \quad Ec. 240$$

Costos de mantenimiento y operación de la subestación (Ec. 241)

$$O\&M^{SS} = Cfx^{SS} * Zinic^{SS0} \\ + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \left(Ime * Cfx^{SS} * (Z_y^{SS.Upg} * Bn_y^{SS.Upg}) \right) \\ + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \left(Ime * Cvar^{SS} * Pg_{y,h}^{SS} \right) \quad Ec. 241$$

Costos de operación y mantenimiento de bancos de compensación (Ec. 242)

$$O\&M^{BC} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \left(Ime * Cfx^{BC} * Cap^{BC} * N_{y,i}^{BC} \right) \quad Ec. 242$$

Costos de operación y mantenimiento de plantas de generación distribuida (Ec. 243 a la Ec. 245)

$$O\&M^{DG.gas} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I \left(Ime * Cfx^{DG.gas} * Cap^{DG.gas} * N_{y,idg}^{DG.gas} \right) + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{idg}^I \left(Ime * Cvar^{DG.gas} * Pg_{y,h,idg}^{DG.gas} \right) \quad Ec. 243$$

$$O\&M^{DG.pv} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I \left(Ime * Cfx^{DG.pv} * Cap^{DG.pv} * N_{y,idg}^{DG.pv} \right) + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{idg}^I \left(Ime * Cvar^{DG.pv} * Pg_{y,h,idg}^{DG.pv} \right) \quad Ec. 244$$

$$O\&M^{DG.wnd} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{idg}^I \left(Ime * Cfx^{DG.wnd} * Cap^{DG.wnd} * N_{y,idg}^{DG.wnd} \right) + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{idg}^I \left(Ime * Cvar^{wnd} * Pg_{y,h,idg}^{DG.wnd} \right) \quad Ec. 245$$

Costos de operación y mantenimiento de BESS (Ec. 246)

$$O\&M^{BESS} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_{ib}^I \left(Ime * Cfx^{BESS} * (SOC^{MAX} * N_{y,ib}^{BESS}) \right) + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \sum_h^H \sum_{ib}^I \left(Ime * Cvar^{BESS} * (SOC^{MAX} * PDsch_{y,h,ib}^{BESS}) \right) \quad Ec. 246$$

Costos de operación y mantenimiento de alimentadores (Ec. 247)

$$O\&M^{Fdr} = \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \sum_j^J \left(Ime * Cm^{Fdr} * (Z_{y,i,j}^{Fdr.New} * Bn_{y,i,j}^{Fdr.New}) \right) + \sum_y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_i^I \sum_j^J \left(Ime * Cm^{Fdr} * Z_{i,j}^{Fd.Ext} \right) \quad Ec. 247$$

Costos asociados a la compra y venta de energía siguiendo la estrategia de respuesta a la demanda TOU (precios diferenciales) (Ec. 248)

$$\begin{aligned}
 EngCst = & \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_{h=1}^{24} \left(MkP_{y,h} * Pg_{y,h}^{SS} * (1 + Lss^{Tns}) \right) \\
 & + \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) * \sum_{h=1}^{24} \sum_{ib=1}^{IB} \left(LCOE^{DG.gas} * Pg_{y,h,ib}^{DG.gas} \right) \\
 & + \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1}{(1+i)^y} \right) \\
 & * \sum_{h=1}^{24} \sum_{ib}^I \left(MkP_{y,h} * PChrg_{y,h,ib}^{BESS} - MkP_{y,h} * PDSch_{y,h,ib}^{BESS} \right)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 248}$$

Los costos asociados a la compra de energía incluyen tres aspectos importantes que son: el costo de la energía que se compra en el mercado siguiendo el modelo de despacho económico por costo marginal, el costo de la energía producida por las plantas de generación distribuida (plantas a gas), y la energía que se compra para ser almacenada en los BESS y que luego se comercializa aprovechando la diferencia en precios de energía que permite la estrategia de respuesta a la demanda TOU.

6.3 Implementación del modelo de planeamiento con BC, GD, BESS y TOU

En esta sección se implementa y evalúa el modelo de planeamiento presentado en el capítulo 6, que permite la integración simultánea de BC, GD, BESS y estrategias de respuesta a la demanda (TOU). Al igual que en los capítulos 4 y 5, el modelo permite evaluar las pérdidas totales de energía, las emisiones totales de CO2 y los costos totales del planeamiento. Inicialmente, el planeamiento se plantea como un problema de optimización mono-objetivo que se soluciona con cada uno de los tres criterios de optimización, (minimizando pérdidas, minimizando emisiones de CO2 y minimizando costos de planeamiento). Posteriormente, se plantea como un problema de optimización multi-objetivo, que minimiza los tres criterios de optimización de forma simultánea. De esta manera se comprueba el correcto funcionamiento del modelo final, y se analiza el efecto combinado de los elementos integrados en el modelo de planeamiento en relación con las

soluciones de encontradas, y con el despacho de energía. El problema de planeamiento formulado se implementa en GAMS 34.2.0, y se soluciona usando los solvers DICOP, MINOS y CPLEX, que funcionan de manera conjunta para resolver el problema de planeamiento entero mixto no lineal (MINLP). Las simulaciones se realizaron usando una máquina virtual con 8 Gb de memoria RAM, 8 CPUs y sistema operativo Kernel 4.15.0-184.

6.3.1 Características del sistema de prueba utilizado

En esta sección se usa el mismo sistema de prueba usado en los capítulos 4 y 5 (sistema IEEE de 15 nodos) que se presenta en la Figura 4-2 de este documento, el cual tienen 14 nodos de carga y un nodo de generación. El caso de estudio define tres posibles nodos para ubicar los BESS (nodos B3, B4 y B6), cuatro posibles nodos para ubicar las plantas GD (nodos B4, B6, B12 y B13), y catorce posibles nodos para ubicar los BC (nodos B2 al B15). La Tabla 30 presenta la información técnica y financiera requerida para implementar el caso de planeamiento.

Tabla 30. Información técnica y financiera usada para implementar el caso de estudio

Capacidad de la subestación en el año 0	2000 kVA
Demanda de potencia pico en el año 0	1226.4 kVA
Voltaje de operación del sistema	11 kV
Crecimiento anual de la demanda	3%
Capacidad de reserva en generación	10%
Pérdidas de potencia en el sistema de transmisión	5%
Tasa de descuento para cálculo del VPN	3%
Incremento anual del precio de la electricidad	2%
Incremento anual en equipos, y costos de O&M	1.5%
Capacidad de cada planta a gas (kW)	50 kW
Capacidad de cada planta eólica (kW)	20 kW
Capacidad de cada planta fotovoltaica (kW)	20 kW
Capacidad de cada BESS (kW)	100 kVAR
Capacidad de cada banco de compensación (kVAR)	50 kVAR
Posibles ampliaciones en la subestación (kVA)	100, 200, 300, 500, 1000 y 1500
Tamaño de ampliaciones en alimentadores (kVA)	100
Presupuesto o capital de inversión (US\$)	5000000

Adicional a los datos presentados en la Tabla 30, también se hace referencia a la información complementaria requerida para desarrollar el caso de planeamiento final, que ya se ha presentado en capítulos anteriores.

- El porcentaje de participación de las tecnologías de generación en el modelo de despacho por costo marginal se indica en la Tabla 16.
- Los precios usados para implementar el despacho económico por costo marginal corresponden a los valores presentados en la Tabla 19.
- Los valores usados para determinar el precio de la energía entregada por las plantas GD a gas se presentan en la Tabla 18.
- Los costos de capital y los costos O&M para los BESS corresponden a los valores presentados en la Tabla 26.
- La cantidad de emisiones producidas por cada tecnología de generación se presentan en la Tabla 17.

6.3.2 Solución del modelo de planeamiento final como un modelo de optimización mono-objetivo

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al implementar el modelo de planeamiento final como un problema de optimización mono-objetivo (de igual forma que se hizo en los capítulos 4 y 5). A diferencia de los casos presentados en los capítulos 4 y 5 que se usaban un horizonte de planeamiento de 10 años, en este capítulo se usa un horizonte de planeamiento igual a 7 años.

Al igual que en los capítulos anteriores, se plantean tres casos de estudio, cada caso con un criterio de optimización diferente (CASO 1: minimizando las pérdidas de energía, CASO 2: minimizando las emisiones totales de CO₂, CASO 3: minimizando los costos totales de planeamiento), y los resultados se comparan con un caso de referencia sin GD, sin BESS y sin TOU que también se evalúa para un horizonte de planeamiento de 7 años.

La Tabla 31 presenta los resultados obtenidos para los tres casos de planeamiento planteados, y los resultados obtenidos para el caso de referencia.

Tabla 31. Resultados de los casos de planeamiento con integración simultanea de generación distribuida, BESS y programas de respuesta a la demanda

Aspectos	Referencia	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Función Objetivo	Min. pérdidas	Min. pérdidas totales	Min. emisiones de CO2	Min. costos totales
Pérdidas totales de energía kWh	715.9	104.2	1041.7	433.6
Emisiones totales de CO2 (toneladas)	1077.5	9107.4	0	17.0
Costos totales del planeamiento (US\$)	7358830.0	7653593.3	6416850.0	5811440.0
Costos de capital (US\$)	50000.0	2498570.0	1047120.0	733634.0
Costos fijos totales (US\$)	837686.0	874906.0	782187.0	753756.0
Costos variables Totales (US\$)	0.0	507.3	29.88	0.0
Costos asociados a compra de energía con TOU (US\$)	6471140.0	4279610.0	4587510.0	4324050.0

Los resultados del caso 1 (columna 2 de la Tabla 31) muestran en este caso, las pérdidas obtenidas son menores las encontradas con otros criterios de optimización y también son menores a las pérdidas obtenidas para el caso de referencia (que también minimiza las pérdidas de energía). En este caso se ve que mientras el caso de referencia tiene pérdidas iguales a 715.9 kWh, los resultados de planeamiento con el modelo final reducen las pérdidas a solamente 104.2 kW en el caso 1, pero también se ve que las pérdidas pueden alcanzar valores de hasta 1041.7 kWh, cuando el problema se minimiza usando el criterio de optimización 2.

Los resultados también muestran que al resolver el problema minimizando las emisiones totales de CO₂, estas disminuyen a 0 toneladas, mientras que al usar los otros criterios de optimización se pueden alcanzar valores muy altos, como sucede en el caso 1, que produce emisiones de 9107.46 toneladas de CO₂. Una de las razones que explica este incremento tan abrupto en las emisiones es que en el caso 1, la solución al problema instala

plantas GD a gas, y opta por suministrar energía usando estas plantas para reducir las pérdidas. Esto obliga a disminuir la cantidad de energía comprada a las plantas de generación hidráulica porque implican un mayor nivel de pérdidas (pérdidas en distribución más pérdidas en transmisión).

Finalmente, los resultados del caso 3 (Tabla 31) reducen los costos totales de planeamiento desde 7358830.0 US\$, que es el valor obtenido en el caso de referencia, hasta 5811440.0 US\$, que es el costo total de planeamiento obtenido en el caso 3. Al comparar los resultados se ve que el caso 3 invierte en GD eólica, aumentando los costos de capital, pero se beneficia porque esta inversión le ayuda a disminuir los costos asociados a la compra de energía en el mercado. Los resultados también evidencian que el costo total de planeamiento en el caso 1 se hace mayor al costo de planeamiento encontrado en el caso de referencia. Esto se puede explicar porque el caso 1 no se sobrepasa las restricciones de capital impuestas al problema (5000000.0 US\$), y por lo tanto no toma en consideración el costo de los dispositivos requeridos para minimizar las pérdidas, haciendo que la solución del problema sea más costosa en este caso que en los otros casos evaluados.

Con los resultados presentados en la Tabla 31 confirman que el modelo de planeamiento desarrollado es funcional y da soluciones efectivas que se ajustan a los casos de estudio de acuerdo al criterio de optimización con que se evalúa el problema. Se evidencia que el uso simultáneo de GD, sistemas de almacenamiento con BESS y estrategias de respuesta a la demanda, mejora de manera significativa las soluciones de planeamiento encontradas.

La Tabla 32 y la Tabla 33 presentan los resultados detallados del planeamiento para los tres casos de estudio, indicando: el tipo de GD a instalar en caso de estudio, la cantidad de unidades de generación requeridas, la cantidad de BC requeridos y el número de BESS que deben ser instaladas. Además, indica el año de planeamiento en que se deben hacer las inversiones para instalar dichos equipos. En cada caso, la solución del problema tiene en cuenta aspectos como la capacidad instalada de cada de planta GD o BESS, los costos de inversión y mantenimiento, el nivel de emisiones que genera cada una de estas tecnologías, y el impacto que estas tienen en la operación de la REDis.

Tabla 32. Cantidad de elementos instalados en la red para cada caso de planeamiento con integración simultánea de generación distribuida, BES y estrategias de gestión de demanda

Dispositivos	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Total de unidades de compensación instaladas	20	9	16
DG gas	8	0	0
DG fotovoltaicas	0	0	0
DG eólicas	21	21	21
Total BESS instaladas	8	2	0

La diversidad en los resultados es otro aspecto interesante que ofrece el modelo de planeamiento final. Este aspecto se evidencia en los resultados presentados en la Tabla 32 y en la Tabla 33, donde se ve que en algunos casos se implementa solamente generación distribuida mientras que en otros casos se implementa generación distribuida y sistemas de almacenamiento con BESS, de forma simultánea.

La Tabla 32 muestra el tipo de elementos que deben ser instalados durante el planeamiento, los nodos en que se debe instalar cada uno de estos elementos, el número de unidades a instalar en cada nodo i durante el año y de planeamiento y el año específico en que se debe hacer la inversión de capital para la compra e instalación de los elementos indicados.

Si bien los resultados obtenidos en los casos de estudio son coherentes y mejoran las soluciones encontradas en relación con el caso de referencia, es importante tener en cuenta que parte de la información usada para solucionar el problema en cada caso de estudio planteado puede variar dependiendo del país, de la localización geográfica en que si tiene la REDis, e incluso de la tecnología a la cual se pueda acceder.

Tabla 33. Dimensionamiento y localización de los dispositivos a instalar al realizar el planeamiento con cada criterio de optimización de manera independiente

Dispositivos	Año	Caso 1	Caso 2	Caso 3
		No unidades	No unidades	No unidades
Bancos BC	Año 1	B4, B5, B6, B8, B11, B13, B14, y B15: 2u B9, B10, y B12: 1u	B11, B13 y B14: 2u B6: 1u	B4, B5, B6, B7, B8, B13 y B14: 2u
	Año 2	B15: 1u	0	B7: 2u
	Año 3	0	0	0
	Año 5	0	B14: 2u	0
DG a gas	Año 1	B4: 4u B6: 2u B12: 1u	0	0
	Año 2	B4: 1u	0	0
DG fotovolta.	Año 5	0	0	0
DG eólica	Año 1	B4, B6, B12 y B13: 2u	B4, B6, B12 y B13: 2u	B4, B6, B12 y B13: 2u
	Año 2	B4, B6 y B12: 2u B13: 1u	B4 y B6: 2u	B4, B6, B12 y B13: 2u
	Año 3	B4 y B6: 2u	B4 y B13: 2u	B13: 2u B12: 1u
	Año 4	B4 y B6: 1u	B6: 2u	B13: 1u
	Año 5	0	0	0
	Año 6	0	B4, B6 y B12: 1u	B13: 1u
BESS	Año 1	0	B3: 3u B4: 5u	0
	Año 2	B4: 2u	0	0
	Año 3	B6: 1u	0	0
	Año 5	B6: 5u	0	0

Es importante recordar que el objetivo general propuesto en esta tesis es desarrollar un modelo de planeamiento multi-objetivo que permita la integración simultánea de GD, BESS y estrategias de respuesta a la demanda, y esto se ha desarrollado paso a paso en los

capítulos 4, 5 y 6. La parte final, que es la implementación del modelo multi-objetivo se presenta más adelante, en este capítulo.

6.3.2.1 Efecto del modelo de planeamiento final en el despacho de energía

La Figura 6-1 muestra el efecto que tienen los resultados de cada caso de estudio el despacho de energía por costo marginal. El caso de referencia muestra el resultado del despacho cuando no se puede incluir GD ni BESS en el planeamiento. En este caso, la red no tiene opción de comprar ni almacenar energía, por lo tanto, el total de la energía requerida por la red (en la hora de demanda pico) debe ser despachada de manera centralizada en el mercado. Debido a esto, se hace el despacho usando las plantas de generación hidráulicas y las plantas de generación a carbón.

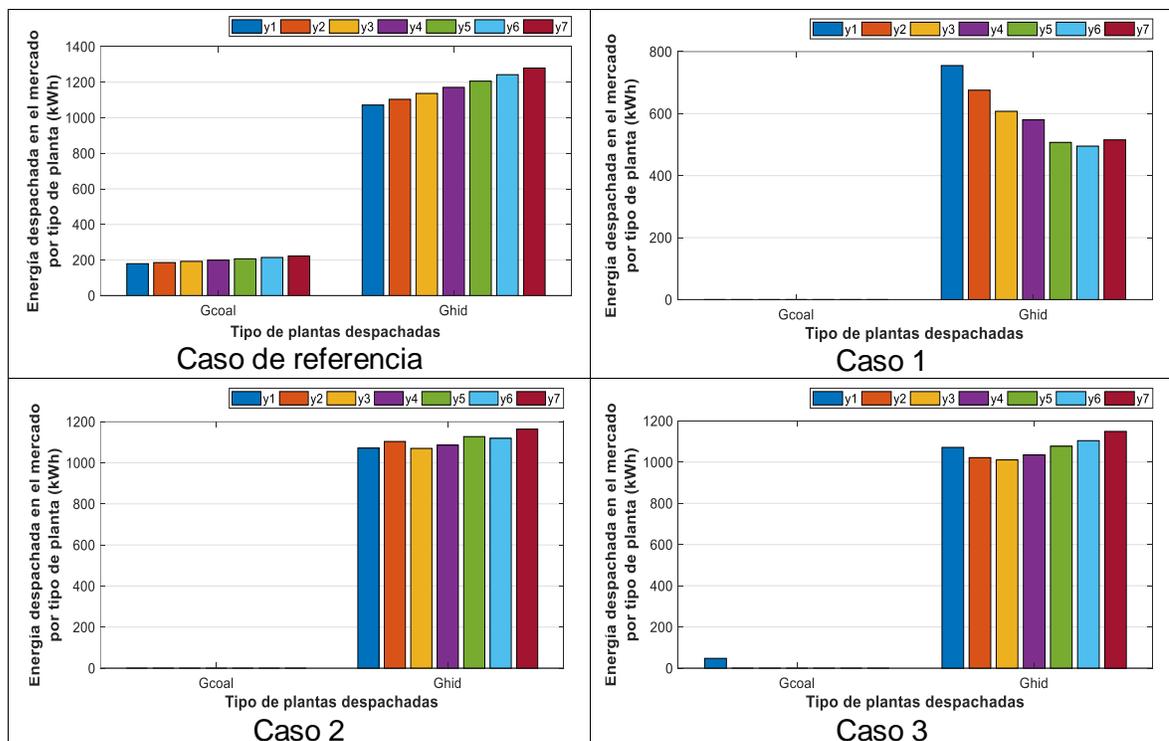


Figura 6-1. Energía despachada durante la hora de demanda pico por cada tipo de planta de generación que participa en el mercado, 7 años del planeamiento (fuente propia)

El caso 1 muestra un despacho completamente diferente al del caso de referencia y a los casos 2 y 3. El comportamiento del despacho se puede explicar porque la solución del

planeamiento opta por instalar plantas de generación distribuida que permiten reducir las pérdidas de energía en la red, y sabiendo que el despacho centralizado implica un incremento en las pérdidas (pérdidas de distribución más pérdidas de transmisión) se reduce la cantidad de energía comprada en el mercado eléctrico. En este caso se evidencia, que año a año aumenta la energía suministrada por la GD y en consecuencia, disminuye la cantidad de energía comprada en el mercado.

El caso 2 reduce a cero la compra de energía despachada por las plantas a carbón, porque se instalan plantas GD eólicas y sistemas de almacenamiento con BESS. La Figura 6-1 muestra que la energía despachada proveniente únicamente de plantas hidráulicas, durante los 7 años del planeamiento, lo cual indica que la energía que antes era suministrada por las plantas de generación a carbón se suple con la energía entregada por la GD eólica y por la energía almacenada en los BESS durante las horas de baja demanda de energía (cuando hay mayor disponibilidad de generación hidráulica). Esto muestra que la combinación de las tecnologías de generación y de almacenamiento se complementan, y permiten mejorar los resultados del planeamiento.

La Figura 6-1 muestra que en el caso 3 también disminuye la cantidad de energía despachada por las plantas de generación a carbón, pero en este caso la razón es diferente a la del caso 2. Esto se explica porque si bien el objetivo es minimizar los costos totales de planeamiento, en este caso resulta más rentable invertir en DG eólica porque ayuda a reducir los costos asociados a la compra de energía en el mercado, con lo cual disminuye el costo total de planeamiento y disminuye la cantidad de energía comprada en el mercado eléctrico como se evidencia en el despacho.

6.3.2.2 Efecto del modelo de planeamiento final en el voltaje de la red

Otro de los aspectos en los que se puede evidenciar el impacto de las soluciones obtenidas con el modelo de despacho desarrollado es en los perfiles de voltaje de la REDis. La Figura 6-2 muestra los perfiles de voltaje para el caso de referencia y para los tres casos de estudio implementados con el modelo de planeamiento final.

En el caso 1 se ve que los voltajes nodales aumentan gracias a la integración de GD, alcanzando valores mayores a 0.99 p.u. en algunos nodos de la REDis, lo cual ayuda a reducir las pérdidas de energía en la REDis. En los casos 1 y 2 los voltajes aumentan luego del primer año de planeamiento, debido a la instalación de las fuentes de generación distribuida y a los BESS. El caso 3 muestra que los voltajes disminuyen año a año porque, a diferencia de los casos 1 y 2, solamente se instalan algunos bancos de compensación y plantas de generación eólica, que simplemente ayudan a mantener los voltajes dentro de los límites requeridos. Esto se ve reflejado en voltajes menores con respecto a los otros dos casos (situación similar a la observada en los capítulos 4 y 5).

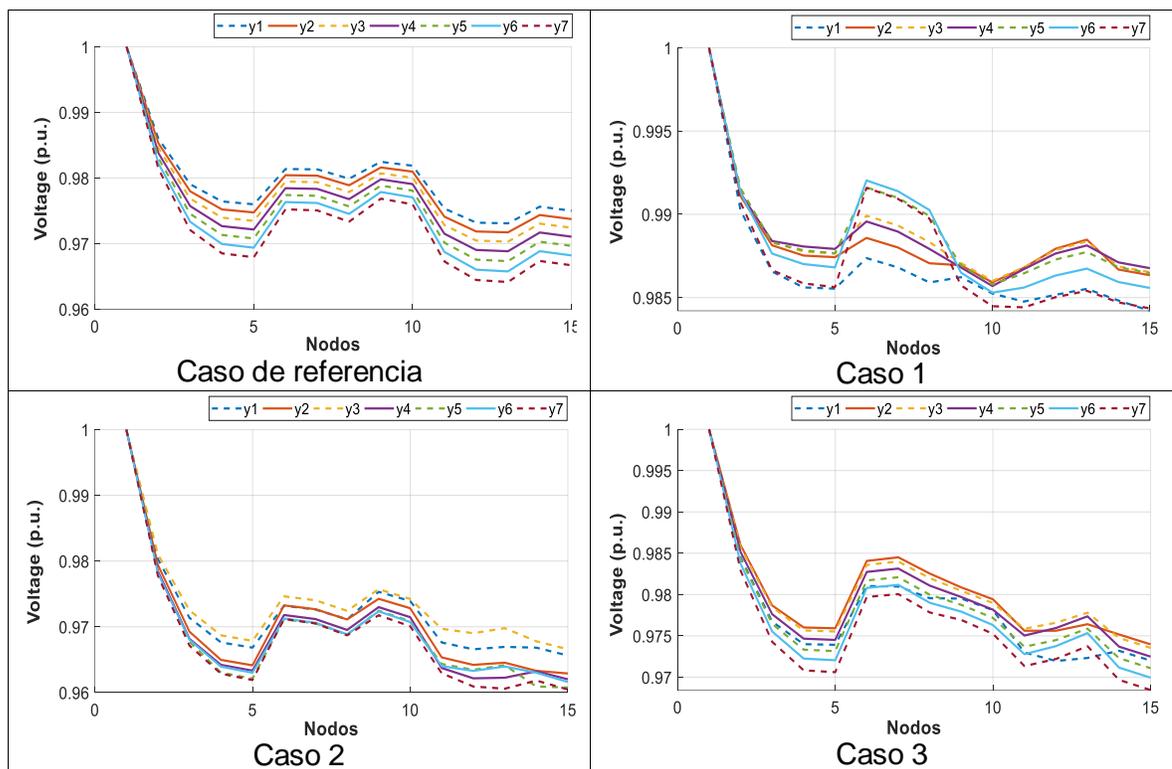


Figura 6-2. Perfiles de voltaje de la red eléctrica obtenidos para los 5 años de planeamiento usando el modelo de planeamiento completo (fuente propia)

Los resultados del caso 2 muestran un ligero incremento en el voltaje de los nodos, sin embargo, dado que su función no es minimizar las pérdidas sino minimizar las emisiones de CO₂, opta por instalar una menor cantidad de BC, haciendo que los voltajes nodales sean menores a los encontrados en otros casos 1 y 3.

Finalmente, el caso 3 minimiza los costos totales de planeamiento e instala GD eólica para reducir el costo asociado a la compra de energía. La instalación de estas unidades GD mejora el perfil de voltaje de la red, haciendo que los voltajes aumenten principalmente en los nodos donde se instalan las plantas DG, como se observa en la Figura 6-2.

6.3.2.3 Análisis de resultados

Los resultados presentados en la Tabla 31, la Tabla 32 y la Tabla 33 confirman que la integración simultánea de GD, BESS y estrategias TOU, permiten obtener mejores resultados en cada uno de los tres casos de estudio (caso 1, caso 2 y caso 3) en relación con los resultados obtenidos para el caso de referencia. Estos resultados demuestran que el modelo desarrollado es funcional y permite mejorar los resultados de planeamiento, pero también permite resolver el problema usando diferentes criterios de evaluación (minimizando las pérdidas de energía, minimizando las emisiones totales de CO₂ y minimizando los costos totales de planeamiento).

Otro aspecto de interesante es que el modelo permite una gran diversidad de soluciones al problema de planeamiento ya que en algunos casos opta por instalar únicamente DG (eólica, fotovoltaica y/o a gas), y en otros casos opta por instalar DG y BESS de forma simultánea. Esto indica que el modelo desarrollado amplía el conjunto de posibles soluciones con las que se puede resolver el problema de planeamiento, con lo cual se pueden lograr soluciones de planeamiento cada vez mejores.

Los resultados también evidencian que al implementar un criterio de optimización, mejora el aspecto específico al que hace referencia dicho criterio de optimización, pero puede empeorar los aspectos que no corresponde con dicho criterio de optimización. Esto se evidencia en el caso 1, que reduce las pérdidas de energía, pero que en contraposición, aumenta significativamente las emisiones de CO₂. Si bien esto puede ser inesperado en algunos casos, es bien conocido que hay aspectos que tienen comportamientos contrarios como lo son las pérdidas y los costos de planeamiento. Esto explica la razón por la cual puedan aparecer valores elevados en estos casos.

Los resultados obtenidos indican, que si bien el planeamiento mono-objetivo permite minimizar aspectos específicos de un problema, no es la mejor opción cuando se desea obtener una solución que regule los valores máximos que pueden alcanzar los diferentes aspectos del problema, de forma simultánea. Para encontrar soluciones que cumplan este último criterio, se requiere la formulación del problema como un problemas multi-objetivo que permita minimizar de forma simultanea os tres criterios de evaluación.

6.3.3 Solución del planeamiento final, como un problema de optimización multi-objetivo

Como se indicó anteriormente, el problema planeamiento desarrollado se puede solucionar como un problema de optimización mono-objetivo o como un problema de optimización multi-objetivo. En esta parte del documento se da solución al problema de planeamiento, planteándolo y solucionándolo como un problema de optimización multi-objetivo, que produce un frente de Pareto con un conjunto de soluciones óptimas que dan solución al problema.

Son varios los autores que plantean modelos multi-objetivo para solucionar los problemas de planeamiento incluyendo múltiples criterios de evaluación como: costos de planeamiento, pérdidas de energía, niveles de confiabilidad y emisiones de CO₂, entre otros. La mayoría de los trabajos realizados minimizan dos objetivos de forma simultánea, como se muestra en [62], [125], [126], pero también es posible optimizar tres o más objetivos de forma simultánea. Los métodos heurísticos son los más utilizados para este tipo de optimización, [60], [127], [128], sin embargo existen métodos de optimización evolutivos [64], y también, estrategias de solución que usan el modelamiento algebraico mediante el uso de herramientas computacionales como GAMS, que también permiten solucionar este tipo de problemas.

Algunos de los métodos más usados para dar solución a los problemas multi-objetivo son: optimización analítica, algoritmos genéticos, aprendizaje de máquina, redes neuronales, y métodos heurísticos. En este trabajo se usa el método llamado “eps constrained method for multi-objective optimization”, que se presenta en el libro “Power system optimization

modelling in GAMS". Este es un método de optimización multi-objetivo que ha sido implementado y documentado ampliamente, siendo uno de los métodos más usados para solucionar problemas de optimización multi-objetivo. Este método, al igual que los otros ya mencionados, genera un frente de Pareto que muestra el grupo de soluciones óptimas con las que se puede resolver el problema de optimización, sin que se vea afectado ninguno de los criterios de optimización.

6.3.4 Implementación del modelo de planeamiento final usando optimización multi-objetivo

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al solucionar el problema de planeamiento multi-objetivo, usando el método "*eps constrained method for multi-objective optimization*", que se implementa en el software de optimización GAMS (General Algebraic Modeling System).

El método de optimización multi-objetivo soluciona el problema de optimización en tres etapas: la primera parte identifica los valores mínimos y máximos que puede obtener cada objetivo al optimizar el problema con cada uno de los tres objetivos de forma independiente. Luego se definen los nuevos espacios de búsqueda, que se usarán como restricciones en la segunda etapa del problema, usando los valores máximos y mínimos encontrados en la primera etapa. Después, se generan regiones y sub-regiones, dividiendo los espacios iniciales en espacios más pequeños, y finalmente se da solución el problema de optimización para en cada una de las nuevas sub-regiones, para encontrar las soluciones con las que finalmente se genera el frente de Pareto.

La Tabla 34 muestra los resultados obtenidos al solucionar el problema con cada uno de los tres objetivos, de forma independiente. Esta tabla resume los resultados presentados en la Tabla 31, indicando las pérdidas de energía, las emisiones de CO₂ y los costos totales de planeamiento obtenidos con cada uno de los tres criterios de optimización.

Tabla 34. Soluciones encontradas cuando se minimiza cada objetivo de forma independiente (como un problema mono-objetivo)

	Min pérdidas	Min CO2	Min costos
Pérdidas (kWh)	104.2	1041.0	433.0
Emisiones CO2 (Ton)	9109.0	0.0	17.0
Costos totales (US\$)	7653593.0	6416850.0	5811440.0

Los resultados presentados en la Tabla 35 permiten identificar los valores máximos y mínimos que puede tomar cada uno de los objetivos, para así restringir el espacio de búsqueda que delimita el problema en la siguiente etapa de solución del problema multi-objetivo.

Tabla 35. Valores máximos y mínimos que toman las variables al usar cada criterio de optimización de forma independiente

VARIABLE	Mínimo	Máximo	Rango
Pérdidas (kWh)	104.2	1041.0	952.0
Emisiones CO2 (Ton)	0.0	9107.0	9107.0
Costos totales (US\$)	5811440.0	7653593.0	1842153.0

Una vez identificadas los límites máximos y mínimos que puede tomar cada objetivo (rangos), que definen la segunda etapa del proceso de optimización, se determina el número de soluciones requeridas en el frente de Pareto. Después, se divide el espacio de búsqueda inicial en espacios de búsqueda más pequeños (teniendo en cuenta el número de soluciones requeridas), y se definen límites máximos y mínimos a cada uno de estos nuevos espacios (nuevas restricciones), como se indica en la tabla 36 y en la tabla 37.

Tabla 36. Valores máximos y mínimos que puede tomar la función de costos en el problema multi-objetivo, para cada uno de los 5 rangos planteados

	Rango 1 (región 1)	Rango 2 (región 2)	Rango 3 (región 3)	Rango 4 (región 4)	Rango 5 (región 5)
Costos min (US\$)	5811440	6179871	6548301	6916732	7285162
Costos max (US\$)	6179871	6548301	6916732	7285162	7653593

Tabla 37. Valores máximos y mínimos que puede tomar la función de emisiones de CO₂ en el problema multi-objetivo, para cada uno de los 5 rangos planteados

	Rango 1 (subregión 1)	Rango 2 (subregión 2)	Rango 3 (subregión 3)	Rango 4 (subregión 4)	Rango 5 (subregión 5)
CO ₂ min (Ton)	0	1821	3643	5464	7286
CO ₂ max (Ton)	1821	3643	5464	7286	9107

Para resolver el problema multi-objetivo de acuerdo a la metodología “eps constrained method”, se da solución al problema minimizando la función de pérdidas de energía, a la vez que se restringen los valores que pueden tomar la función de emisiones de CO₂ y la función de costos totales, para cada una de las 5 regiones establecidas (nuevos espacios de búsqueda). Esto quiere decir que la función de pérdidas no tiene restricción en los valores que puede tomar (variable libre), mientras que las otras funciones sí restringen sus valores de acuerdo a los máximos y mínimos presentados en la Tabla 36 y en la Tabla 37.

Teniendo en cuenta que el espacio de búsqueda inicial (rango inicial) se divide en cinco regiones delimitadas por los valores que puede tomar la función de costos, y que en cada región se definen cinco sub-regiones que se delimitan por los valores que puede tomar la función de emisiones de CO₂, entonces se crea un total de 25 subregiones en las que se debe minimizar el problema. Una vez solucionado el problema en cada una de las regiones generadas se identifican las soluciones no dominadas, y se crea el frente de Pareto con el conjunto de soluciones que optimizan el problema de planeamiento multi-objetivo.

6.3.4.1 Resultados del problema de optimización multi-objetivo

Los resultados presentados en la Tabla 38 muestran los valores encontrados para cada una de las 25 subregiones generadas, en las que se evalúa la función objetivo. En esta tabla se identifica las regiones y subregiones en que se divide el problema multi-objetivo, y se presentan los resultados encontrados luego minimizar las pérdidas de energía en cada sub-región.

Los resultados del proceso arrojaron un total de 14 soluciones factibles (óptimas) y 11 soluciones no factibles (regiones en las que no se encontró solución al problema), luego de resolver el problema de optimización en cada subregión.

La Tabla 38 presenta los resultados encontrados en cada una de las 25 sub-regiones, indicando los resultados en aquellas regiones donde se encontraron soluciones factibles y también, las regiones en las que no se encontraron soluciones factibles (INF).

Tabla 38. Resultados obtenidos al minimizar la función de pérdidas en cada una de las subregiones determinadas la Tabla 37

CASO	Límites de costos		Límites de CO2		Resultados obtenidos		
	min	max	min	max	Costos (US\$)	CO2 (Ton)	Pérdidas (kWh)
Región 1	5811440	6179871	0	1821	INF	INF	INF
			1821	3643	6179870	5464	138.2
			3643	5464	6179870	7286	117.9
			5464	7286	6179870	7752.5	115
			7286	9107	INF	INF	INF
Región 2	6179871	6548301	0	1821	INF	INF	INF
			1821	3643	6489550	3643	173.7
			3643	5464	6538570	5464	137.2
			5464	7286	INF	INF	INF
			7286	9107	INF	INF	INF
Región 3	6548301	6916732	0	1821	INF	INF	INF
			1821	3643	6870652	3643	173.2
			3643	5464	INF	INF	INF
			5464	7286	INF	INF	INF
			7286	9107	INF	INF	INF
Región 4	6916732	7285162	0	1821	7282390	1821	226.9
			1821	3643	INF	INF	INF
			3643	5464	7236210	5464	134.3
			5464	7286	7284870	7286	114.7
			7286	9107	INF	INF	INF
Región 5	7285162	7653593	0	1821	7518300	1821	226.2
			1821	3643	7538040	3643	173.6
			3643	5464	INF	INF	INF
			5464	7286	7598730	7286	104.2
			7286	9107	7653590	9107	89.6

En la Tabla 38 se pueden identificar fácilmente las 11 sub-regiones en las que no se encontraron soluciones factibles. Este tipo de soluciones no factibles se puede explicar porque el problema implica el uso de variables binarias y de variables enteras, por lo cual

no es un problema continuo, y existen regiones del espacio de búsqueda donde no necesariamente se encuentran soluciones, como lo evidencian los resultados. Los resultados presentados en esta tabla evidencian una gran diversidad en las soluciones encontradas, que se refleja en la gran cantidad de valores que alcanzan los tres objetivos con que se soluciona el problema multi-objetivo.

En cada región aparecen varias soluciones factibles (óptimos locales) con los que generan los frentes de Pareto presentados en la Figura 6-3 (un frente de Pareto para cada región).

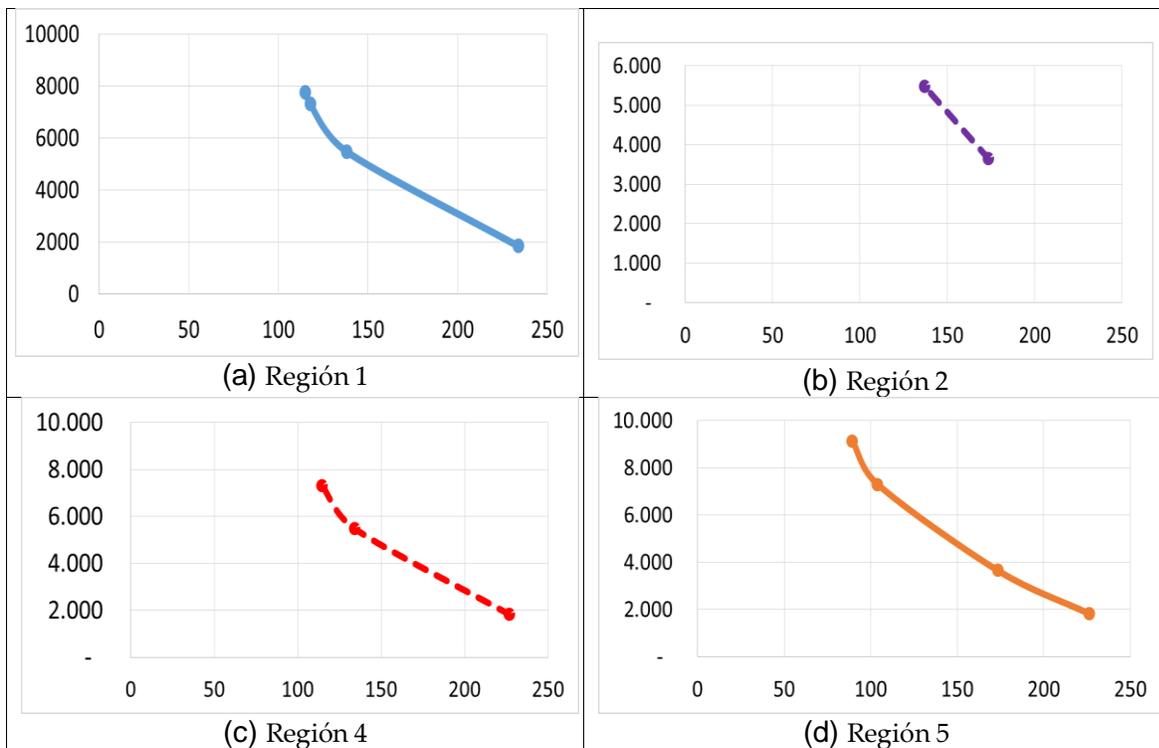


Figura 6-3. Frentes de Pareto encontrados para cada uno de los rangos indicados en la

Tabla 36. El frente de Pareto presenta pérdidas de energía en el eje x, y emisiones de CO₂ en el eje y. (Fuente propia)

La Figura 6-3 muestra los frentes de Pareto generados en cada una de las regiones en que se obtienen soluciones factibles. Algunas de estas regiones tienen cuatro soluciones factibles (casos a y d), otra región tienen 3 soluciones factibles (caso c) y otra de las regiones tiene dos soluciones factibles (caso b). La región 3, presenta solamente una solución factible, y por esto no se presenta un frente de Pareto para ese caso.

La Figura 6-3a presenta el frente de Pareto generado en la región 1. En esta región se ve claramente que las cuatro soluciones son no dominadas y generan un frente de Pareto valido para esta región. La Figura 6-3c y la Figura 6-3d muestran comportamientos similares, y también se producen frentes de Pareto válidos. En la Figura 6-3b no se ve claramente el frente de Pareto porque solo hay dos soluciones, pero se evidencia que no hay conflictos de dominancia entre estas dos soluciones.

6.3.4.2 Representación tridimensional del frente de Pareto

En esta última sección se muestra el frente de Pareto que representa el conjunto de soluciones óptimas obtenidas en el problema de optimización multi-objetivo, representando los tres objetivos minimizados de forma simultánea.

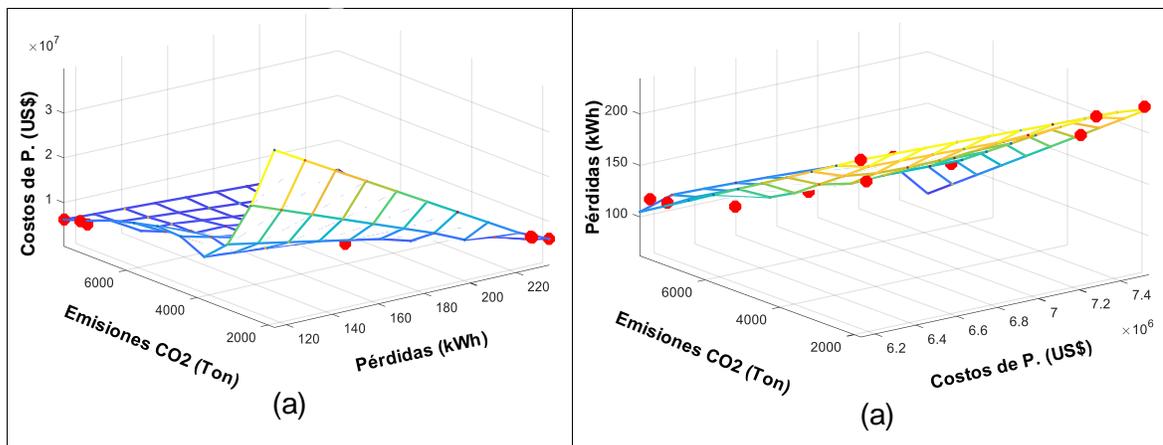


Figura 6-4. Frente de Pareto que genera el conjunto de soluciones encontradas para el problema de planeamiento multi-objetivo (fuente propia)

De las 14 soluciones encontradas se eliminan 3 soluciones (son dominadas) y quedan 11 soluciones no dominadas que se usan para crear las gráficas presentadas en la Figura 6-4. Para generar las figuras se usan las funciones `scatteredInterpolant` y `meshgrid` del software Matlab, que interpolan los resultados de las 11 soluciones encontradas y crean una superficie en tres dimensiones que se ajusta a la tendencia que muestran las 11 soluciones. En la misma figura, se presentan 11 puntos en rojo que muestran cada una de las 11 soluciones encontradas al optimizar el problema multi-objetivo.

La Figura 6-4 muestra la superficie generada desde dos puntos de vista distintos, para tener una mayor claridad de la tendencia que genera el frente de Pareto. Aunque la figura no es completamente clara debido a la reducida cantidad de soluciones factibles, se ve que el frente de Pareto encontrado muestra claramente la tendencia que tienen el conjunto de soluciones encontradas.

Si bien el problema multi-objetivo genera un grupo de soluciones óptimas, es tarea del planeador establecer el criterio a usar para escoger la solución que más se ajuste a sus necesidades, o seleccionar el método con el cual se escoge la solución requerida. Uno de los criterios que se usa para seleccionar la mejor solución se basa en el nivel de confiabilidad que ofrece cada una de las soluciones que da el problema.

6.3.4.3 Análisis de resultados

A continuación se analizan los resultados, ventajas y desventajas que presenta cada uno de estos modelos.

Los resultados presentados en la Tabla 38 confirman que el modelo de planeamiento desarrollado se puede resolver como un problema multi-objetivo, y que este genera un grupo de soluciones diversas, con combinaciones muy variadas en relación con los valores que pueden tomar los tres objetivos del problema. A diferencia de lo observado al minimizar el problema con un solo objetivo, que mejora uno de los objetivos pero puede deteriorar los demás, el problema multi-objetivo encuentra soluciones en las que no se aparece este problema. Esto se puede interpretar como una mejora en el tipo de soluciones encontradas, cuando lo que se desea es tratar de reducir los valores que alcanzan los tres objetivos de forma simultánea.

También se confirma que la versión multi-objetivo del modelo desarrollado mejora los resultados encontrados en el problema de referencia y en el modelo mono-objetivo, porque produce soluciones donde los objetivos no se deterioran significativamente. Esto quiere decir que, además de encontrar soluciones en las que alguno o varios de los objetivos alcanzan valores altos, también se encuentran soluciones en las que no hay valores extremos. Este es uno de los mayores aportes del modelo multi-objetivo, porque además

de permitir la integración simultánea de BC, GD y BESS, reduce los conflictos que se puedan presentar entre los diferentes objetivos al optimizar el problema.

Una de las desventajas que tiene la implementación del modelo multi-objetivo es que se requiere un mayor tiempo de procesamiento computacional para encontrar el frente de Pareto. Sin embargo, esto puede variar dependiendo de aspectos como: el tamaño de la red (cantidad de nodos), del tipo de elementos a utilizar en el planeamiento, la cantidad de nodos habilitados para instalar cada uno de los componentes requeridos, el horizonte de planeamiento usado para resolver el problema y el tipo de máquina a usar para encontrar las soluciones (hardware).

7. Conclusiones

El índice de aprovechamiento desarrollado demostró que el planeamiento clásico no garantiza un uso eficiente de los activos que componen la red eléctrica de distribución, porque existen tramos de la red con un bajo nivel de aprovechamiento según se encontró en el caso de estudio analizado. También se comprobó que un bajo aprovechamiento de la capacidad instalada de los alimentadores puede tener implicaciones en los costos totales de la red, y que el criterio de diseño tradicional (diseño por potencia pico) no garantiza un nivel de aprovechamiento eficiente desde un punto de vista operativo ni desde un punto de vista financiero.

El modelo de planeamiento propuesto en el capítulo 4, que integra las fuentes GD y el modelo del mercado eléctrico, demostró que la integración de GD en el planeamiento ofrece ventajas que pueden ser aprovechadas para mejorar aspectos técnicos, económicos y ambientales. Los resultados muestran que es posible reducir las pérdidas de energía, las emisiones de CO₂ y los costos totales de la red, sin embargo, también se encontró que al usar un único criterio de optimización para resolver el problema, se pueden ver afectados los otros criterios o aspectos de interés.

También se encontró que la implementación del modelo de despacho económico en el planeamiento demuestra que el uso de DG afecta el despacho, ayuda a reducir costos asociados a la compra de energía, y también ayuda a reducir las emisiones de CO₂ producidas por plantas de generación que despachan en el mercado eléctrico.

La integración de los BESS de forma simultánea con la estrategia de respuesta a la demanda TOU demostró ser una combinación que puede ser aprovechada por los operadores de red para reducir las emisiones de CO₂, reducir las pérdidas totales de

energía, y reducir los costos totales de planeamiento, ya que permite gestionar la energía, para reducir la congestión en la red mediante el uso de BESS.

El modelo propuesto en el capítulo 5 permite usar los BESS para aprovechar los beneficios que ofrecen los programas de respuesta a la demanda, y así mejorar las condiciones de operación de la red, reducir las emisiones de CO₂ y reducir los costos totales del planeamiento. Además, permite controlar la cantidad de emisiones de CO₂ que producen las plantas de generación que despachan en el mercado eléctrico, porque aprovecha la capacidad de generación de las plantas hidráulica en horas de baja demanda para cargar los BESS, y luego reinyectar la energía a la red en horas de alta demanda, con lo cual disminuye la cantidad de energía comprada a las plantas que generan emisiones de CO₂.

Los resultados obtenidos luego de implementar el modelo presentado en el capítulo 6 confirman que la integración simultánea de GD, BESS y estrategias de respuesta a la demanda TOU, tienen un impacto positivo en el funcionamiento de la red, ayudan a reducir las emisiones de CO₂, y además, reduce los costos asociados a la compra de energía en el mercado eléctrico. Estos elementos también permiten gestionar la energía para reducir la congestión en la red durante las horas de máxima demanda.

Finalmente, se confirmó que un modelo de planeamiento multi-objetivo permite encontrar soluciones que no afecten ninguno de los criterios de optimización (objetivos) de manera significativa, cuando se minimizan los demás objetivos. El modelo multi-objetivo genera un frente de Pareto en el cual se obtiene un conjunto de soluciones óptimas que reducen las pérdidas, las emisiones de CO₂ y los costos totales de planeamiento simultáneamente, de manera que ninguna de las variables de interés se ve afectada significativamente cuando se usan los demás criterios de optimización.

8. Trabajos futuros

Los resultados del trabajo evidenciaron la necesidad de proponer nuevos modelos y metodologías para solucionar el problema de planeamiento integrando diferentes aspectos que reflejen el funcionamiento y el comportamiento real de las redes eléctricas de distribución. En los trabajos de investigación futuros se plantea:

- Implementar otro tipo de estrategias de respuesta a la demanda para evaluar de qué manera pueden ser aprovechadas para mejorar el funcionamiento de la red.
- Plantear y evaluar otras técnicas de optimización multi-objetivo para solucionar el problema de planeamiento.
- Implementar técnicas para evaluar el efecto de la generación distribuida y los BESS e la REDis teniendo en cuenta la forma en que se aprovechan los recursos instalados.
- Desarrollar modelos que permitan incluir la expansión de la red junto con la DG, los BESS y los BC en el planeamiento.
- Incluir funciones de dispersión que permitan evaluar el efecto estocástico de la demanda de energía y de los sistemas de generación con fuentes renovables.

9. Referencias

- [1] A. Pillay, S. Prabhakar Karthikeyan, and D. P. Kothari, "Congestion management in power systems - A review," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 70, pp. 83–90, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.01.022.
- [2] L. Gabriel and M. Díaz, "Comparación de métodos de asignación a redes para distintos volúmenes de tránsito," *Rev. UIS Ing.*, vol. 9, no. 1, pp. 77–84, 2010.
- [3] M. Vaziri, K. Tomsovic, and T. Gonen, "Distribution expansion problem revisited. Part 1 Categorical analysis and future directions," *Math. Program.*, 2000, [Online]. Available: <http://web.eecs.utk.edu/~tomsovic/Vitae/Publications/VAZI00a.pdf>.
- [4] A. J. Urdaneta, P. C. Paiva, H. Khodr, J. Dominguez-Navarro, and J. M. Yusta, "Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming," *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2005*, vol. 20, no. 2, pp. 489–489, 2005, doi: 10.1109/PES.2005.1489185.
- [5] A. Klose and A. Drexl, "Facility location models for distribution system design," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 162, no. 1, pp. 4–29, 2005, doi: 10.1016/j.ejor.2003.10.031.
- [6] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, 2006, doi: 10.1016/j.ijepes.2006.02.003.
- [7] J. L. Morillo, J. F. Perez, N. Quijano, and A. Cadena, "Planning open and closed-loop feeders with efficiency analysis," *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232656.
- [8] F. Voulgaris, D. Asteriou, and G. Agiomirgianakis, "Capital structure, asset utilization, profitability and growth in the Greek manufacturing sector," *Appl. Econ.*, vol. 34, no. 11, pp. 1379–1388, 2002, doi: 10.1080/00036840110096822.
- [9] Z. Fu-min, M. Li, L. Nian, and C. Jin-shan, "Assessment for Distribution Network Planning Schemes of Urban Electric Power System," *Energy Procedia*, vol. 14, no. 2011, pp. 1067–1074, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.1056.

-
- [10] T. L. Lee and S. H. Hu, "An Active Filter with Resonant Current Control to Suppress Harmonic Resonance in a Distribution Power System," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 1, pp. 198–209, 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2478149.
- [11] M. S. Islam, N. A. Chowdhury, A. K. Sakil, A. Khandakar, A. Iqbal, and H. Abu-Rub, "Power quality effect of using incandescent, fluorescent, CFL and LED lamps on utility grid," *2015 1st Work. Smart Grid Renew. Energy, SGRE 2015*, no. Sgre, pp. 3–7, 2015, doi: 10.1109/SGRE.2015.7208731.
- [12] M. Arends and P. H. J. Hendriks, "Smart grids, smart network companies," *Util. Policy*, vol. 28, pp. 1–11, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.jup.2013.10.003.
- [13] R. F. Arritt and R. C. Dugan, "Distribution system analysis and the future smart grid," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 6, pp. 2343–2350, 2011.
- [14] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, "A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 121, pp. 89–100, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.12.010.
- [15] I. T. Papaioannou, A. Purvins, and E. Tzimas, "Demand shifting analysis at high penetration of distributed generation in low voltage grids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 540–546, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.07.054.
- [16] S. C. E. Jupe and P. C. Taylor, "Distributed generation output control for network power flow management," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. 4, p. 371, 2009, doi: 10.1049/iet-rpg.2008.0029.
- [17] M. Nick, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Optimal siting and sizing of distributed energy storage systems via alternating direction method of multipliers," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.02.008.
- [18] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, Jul. 2007, doi: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.
- [19] A. Rezaee Jordehi, "Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 893–905, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.086.
- [20] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for

- reliability, losses, and voltage improvement,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, Jul. 2006, doi: 10.1016/j.ijepes.2006.02.003.
- [21] A. Colmenar-Santos, C. Reino-Rio, D. Borge-Diez, and E. Collado-Fernández, “Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1130–1148, Jun. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.023.
- [22] R. E. Brown, “Impact of Smart Grid on Distribution System design,” 2008.
- [23] C. Brivio, S. Mandelli, and M. Merlo, “Battery energy storage system for primary control reserve and energy arbitrage,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 6, pp. 152–165, 2016, doi: 10.1016/j.segan.2016.03.004.
- [24] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, “Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 785–807, May 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [25] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong, “A review on distributed energy resources and MicroGrid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 9, pp. 2472–2483, Dec. 2008, doi: 10.1016/j.rser.2007.06.004.
- [26] X. Han, T. Ji, Z. Zhao, and H. Zhang, “Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting,” *Renew. Energy*, vol. 78, pp. 643–647, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.01.056.
- [27] C. Zhou *et al.*, “Business model and economic analysis of user-side BESS in industrial parks in China,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2019, no. CP764, pp. 1–6, 2019, doi: 10.1049/cp.2019.0281.
- [28] Y. Y. Hsu and Y. Jwo-Hwu, “Planning of distribution substations, feeders and sectionalizing switches using heuristic algorithms,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 18, no. 5, pp. 315–322, 1996, doi: 10.1016/0142-0615(95)00075-5.
- [29] C. M. Affonso and L. C. P. da Silva, “Potential benefits of implementing load management to improve power system security,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 704–710, Jul. 2010, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.01.004.
- [30] L. Gelazanskas and K. A. A. Gamage, “Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 11, pp. 22–30, 2014, doi: 10.1016/j.scs.2013.11.001.
- [31] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “Demand response in electricity markets: An

- overview,” 2007.
- [32] G. Gutiérrez-Alcaraz, J. H. Tovar-Hernández, and C. N. Lu, “Effects of demand response programs on distribution system operation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 74, pp. 230–237, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.07.018.
- [33] A. A. Eajal and M. E. El-Hawary, “Optimal capacitor placement and sizing in distorted radial distribution systems Part III: Numerical results,” *ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, 2010, doi: 10.1109/ICHQP.2010.5625474.
- [34] I. Ziari, G. Ledwich, A. Ghosh, and G. Platt, “Optimal distribution network reinforcement considering load growth, line loss, and reliability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 587–597, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2211626.
- [35] R. B. Hiremath, S. Shikha, and N. H. Ravindranath, “Decentralized energy planning; modeling and application—a review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 5, pp. 729–752, Jun. 2007, doi: 10.1016/j.rser.2005.07.005.
- [36] R. H. Fletcher and K. Strunz, “Optimal Distribution System Horizon Planning-Part I: Formulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 791–799, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.895173.
- [37] R. H. Fletcher, S. Member, and K. Strunz, “Planning – Part II: Application,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 862–870, 2007.
- [38] D. Hongwei, Y. Yixin, and H. Chunhua, “Optimal planning of distribution substation locations and sizes - model and algorithm,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 18, no. 6, pp. 353–357, 1996, doi: [http://dx.doi.org/10.1016/0140-6701\(96\)89794-3](http://dx.doi.org/10.1016/0140-6701(96)89794-3).
- [39] S. K. Khator and L. C. Leung, “Power distribution planning: a review of models and issues,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1151–1159, 1997, doi: 10.1109/59.630455.
- [40] H. K. Temraz and V. H. Quintana, “Distribution system expansion planning models: An overview,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 26, no. 1, pp. 61–70, 1993, doi: 10.1016/0378-7796(93)90069-Q.
- [41] R. B. Hiremath, S. Shikha, and N. H. Ravindranath, “Decentralized energy planning; modeling and application-a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 5, pp. 729–752, 2007, doi: 10.1016/j.rser.2005.07.005.
- [42] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. S. Barreto, “Multistage Model for Distribution Expansion Planning with Distributed Generation - Part II: Numerical

- Results,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 2, pp. 924–929, 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2008.917911.
- [43] U. G. W. Knight, “The logical design of electrical networks using linear programming methods,” *Proc. IEE-Part A Power Eng.*, vol. 107, no. 33, pp. 306–314, 1960.
- [44] J. V. OLDFIELD and T. Lang, “The long-term design of electrical power distribution systems,” *IEEE PICA, May*, 1965.
- [45] T. Gorien, M. Sc, D. Ph, and I. E. E. E. Mem, “Distribution-system planning using mixed-integer programming,” *Gener. Transm. Distrib. IEE Proc. C*, vol. 128, no. 2, pp. 70–79, 1981, doi: 10.1049/ip-c:19810010.
- [46] D. M. Crawford and S. B. Holt, “A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas,” *IEEE Trans. power Apar. Syst.*, no. 2, pp. 2–7, 1975.
- [47] R.N. Adams M.A. Laughton, “Optimal planning of power networks using Mixed integer programming,” *IEE Proc.*, no. 1, 1971.
- [48] B. N. Soares, A. Da Rosa Abaide, and D. Bernardon, “Methodology for prioritizing investments in distribution networks electricity focusing on operational efficiency and regulatory aspects,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–6, 2014, doi: 10.1109/UPEC.2014.6934727.
- [49] a. M. Cossi, L. G. W. da Silva, R. a. R. Lázaro, and J. R. S. Mantovani, “Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 6, no. 3, p. 274, 2012, doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0666.
- [50] M. Tabarzadi and V. Vahidinasab, “A comprehensive expansion planning model for smart electric distribution networks,” *2015 3rd Int. Istanbul Smart Grid Congr. Fair, ICSG 2015*, 2015, doi: 10.1109/SGCF.2015.7354916.
- [51] P. C. Paiva, H. M. Khodr, J. A. Dominguez-Navarro, J. M. Yusta, and A. J. Urdaneta, “Integral Planning of Primary–Secondary Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 1134–1143, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846108.
- [52] R. D. Prasad, R. C. Bansal, and A. Raturi, “Multi-faceted energy planning: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 686–699, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.021.
- [53] R. Siddaiah and R. P. Saini, “A review on planning, configurations, modeling and

- optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 376–396, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.281.
- [54] A. S. Bin Humayd and K. Bhattacharya, “Comprehensive multi-year distribution system planning using back-propagation approach,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 12, pp. 1415–1425, 2013, doi: 10.1049/iet-gtd.2012.0706.
- [55] G. D. Ferreira and A. S. Bretas, “A nonlinear binary programming model for electric distribution systems reliability optimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 384–392, 2012, doi: DOI 10.1016/j.ijepes.2012.05.070.
- [56] H. Saboori, R. Hemmati, and V. Abbasi, “Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 105, pp. 938–945, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.08.055.
- [57] N. C. Koutsoukis, Di. O. Siagkas, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatzigaryriou, “Online Reconfiguration of Active Distribution Networks for Maximum Integration of Distributed Generation,” *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 437–448, 2017, doi: 10.1109/TASE.2016.2628091.
- [58] K. Nara, T. Satoh, K. Kuwabara, K. Aoki, M. Kitagawa, and T. Ishihara, “Distribution Systems Expansion Planning by Multi-Stage Branch Exchange,” *Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 1, pp. 208–214, 1992.
- [59] T. Gonen and I. J. Ramirez-Rosado, “Optimal Multi-Stage Planning of Power Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 2, no. 2, pp. 512–519, 1987, doi: 10.1109/TPWRD.1987.4308135.
- [60] A. Soroudi and M. Ehsan, “A distribution network expansion planning model considering distributed generation options and techno-economical issues,” *Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 3364–3374, Aug. 2010, doi: 10.1016/j.energy.2010.04.022.
- [61] S. N. Ravadanegh and R. G. Roshanagh, “On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 487–497, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.008.
- [62] A. Zidan, M. F. Shaaban, and E. F. El-Saadany, “Long-term multi-objective distribution network planning by DG allocation and feeders’ reconfiguration,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 105, pp. 95–104, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.07.016.
- [63] H. Falaghi, C. Singh, M.-R. Haghifam, and M. Ramezani, “DG integrated multistage

- distribution system expansion planning,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 8, pp. 1489–1497, Oct. 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.06.031.
- [64] M. Gitizadeh, A. A. Vahed, and J. Aghaei, “Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms,” *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 655–666, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.07.010.
- [65] A. S. Al-Sumaiti, M. Salama, M. El-Moursi, T. S. Alsumaiti, and M. Marzband, “Enabling electricity access: A comprehensive energy efficient approach mitigating climate/weather variability – Part II,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 12, pp. 2572–2583, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6413.
- [66] A. Arefi, A. Abeygunawardana, and G. Ledwich, “A new risk-managed planning of electric distribution network incorporating customer engagement and temporary solutions,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1646–1661, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2573290.
- [67] T. Baricevic, M. Skok, S. Zutobradic, and L. Wagmann, “Identifying energy efficiency improvements and savings potential in Croatian energy networks,” *CIGRE - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 2329–2333, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0785.
- [68] S. H. Ibrahim, A. Baharun, and C. J. Chai, “Efficient Planning of Electrical Distribution System for Consumers in Sarawak, Malaysia,” vol. 1, pp. 103–109, 2015.
- [69] M. Zare, R. Azizpanah-Abarghooee, R. A. Hooshmand, and M. Malekpour, “Optimal reconfiguration of distribution systems by considering switch and wind turbine placements to enhance reliability and efficiency,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 6, pp. 1271–1284, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1011.
- [70] R. M. Vitorino, L. P. Neves, and H. M. Jorge, “Network reconfiguration to improve reliability and efficiency in distribution systems,” *2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Towar. Electr. Grid Futur.*, pp. 1–7, 2009, doi: 10.1109/PTC.2009.5281806.
- [71] R. Syahputra, I. Robandi, and M. Ashari, “Distribution Network Efficiency Improvement Based on Fuzzy Multi-objective Method,” vol. 1, pp. 224–229, 2014.
- [72] S. Lakshmi and S. Ganguly, “Modelling and allocation of open-UPQC-integrated PV generation system to improve the energy efficiency and power quality of radial distribution networks,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 5, pp. 605–613, 2018,

- doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0525.
- [73] D. A. Quijano, J. Wang, M. R. Sarker, and A. Padilha-Feltrin, "Stochastic assessment of distributed generation hosting capacity and energy efficiency in active distribution networks," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 18, pp. 4617–4625, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0557.
- [74] J. Zhao, Y. Wang, G. Song, P. Li, C. Wang, and J. Wu, "Congestion Management Method of Low-Voltage Active Distribution Networks Based on Distribution Locational Marginal Price," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 32240–32255, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2903210.
- [75] I. A. Quadri, S. Bhowmick, and D. Joshi, "Multi-objective approach to maximise loadability of distribution networks by simultaneous reconfiguration and allocation of distributed energy resources," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 21, pp. 5700–5712, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5618.
- [76] B. Kroposki, P. K. Sen, and K. Malmedal, "Selection of distribution feeders for implementing distributed generation and renewable energy applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 49, no. 6, pp. 2825–2834, 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2262091.
- [77] R. Dashti and S. Afsharnia, "Demand response regulation modeling based on distribution system asset efficiency," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 2, pp. 667–676, 2011, doi: 10.1016/j.epsr.2010.10.031.
- [78] L. Ye *et al.*, "The Reasonable Range of Life Cycle Utilization Rate of Distribution Network Equipment," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 23948–23959, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2803840.
- [79] L. Ma, W. Liu, H. Chen, Y. Cui, Y. Wang, and S. Yuan, "Operation Efficiency Evaluation Frame and Its Criteria for Distribution Network Based on Annual Load Duration Curve," *Int. Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT Asia 2018*, pp. 373–378, 2018, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2018.8467851.
- [80] J. F. Prada, "The Value of Reliability in Power Systems: Pricing Operating Reserves," *Mit El 99-005 Wp*, no. June, p. 79p, 1999.
- [81] Z. A. Vale *et al.*, "Comparison between deterministic and meta-heuristic methods applied to ancillary services dispatch," *Lect. Notes Comput. Sci. (including Subser. Lect. Notes Artif. Intell. Lect. Notes Bioinformatics)*, vol. 6096 LNAI, no. PART 1, pp.

- 731–741, 2010, doi: 10.1007/978-3-642-13022-9_73.
- [82] R. Dashti, S. Afsharnia, B. Bayat, and A. Barband, “Energy efficiency based asset management infrastructures in electrical distribution system,” *PECon2010 - 2010 IEEE Int. Conf. Power Energy*, pp. 880–885, 2010, doi: 10.1109/PECON.2010.5697703.
- [83] L. Suganthi and A. A. Samuel, “Energy models for demand forecasting—A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 2, pp. 1223–1240, Feb. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.08.014.
- [84] C. J. Bennett, R. A. Stewart, and J. W. Lu, “Forecasting low voltage distribution network demand profiles using a pattern recognition based expert system,” *Energy*, vol. 67, pp. 200–212, Apr. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.01.032.
- [85] A. Aref, M. Davoudi, F. Razavi, and M. Davoodi, “Optimal DG Placement in Distribution Networks Using Intelligent Systems,” vol. 2012, no. March, pp. 92–98, 2012.
- [86] M. Pesaran H.A, P. D. Huy, and V. K. Ramachandaramurthy, “A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. October 2016, pp. 293–312, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.071.
- [87] U. Sultana, A. B. Khairuddin, M. M. Aman, A. S. Mokhtar, and N. Zareen, “A review of optimum DG placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 63, pp. 363–378, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.056.
- [88] P. Prakash and D. K. Khatod, “Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 111–130, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.099.
- [89] S. Gopiya Naik, D. K. Khatod, and M. P. Sharma, “Optimal allocation of combined DG and capacitor for real power loss minimization in distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 967–973, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.06.008.
- [90] B. Pawar, S. Kaur, and G. B. Kumbhar, “An integrated approach for power loss reduction in primary distribution system,” in *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, Mar. 2016, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPES.2016.7584049.
- [91] M. Rahmani-andebili, “Simultaneous placement of DG and capacitor in distribution

- network,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 131, pp. 1–10, Feb. 2016, doi: 10.1016/J.EPSR.2015.09.014.
- [92] R. Viral and D. K. Khatod, “An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 191–201, May 2015, doi: 10.1016/J.IJEPES.2014.11.017.
- [93] N. Acharya, P. Mahat, and N. Mithulananthan, “An analytical approach for DG allocation in primary distribution network,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 10, pp. 669–678, Dec. 2006, doi: 10.1016/J.IJEPES.2006.02.013.
- [94] K. Bhumkittipich and W. Phuangpornpitak, “Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction Using Particle Swarm Optimization,” *Energy Procedia*, vol. 34, pp. 307–317, Jan. 2013, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2013.06.759.
- [95] S. Kansal, V. Kumar, and B. Tyagi, “Hybrid approach for optimal placement of multiple DGs of multiple types in distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 75, pp. 226–235, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.09.002.
- [96] A. Ehsan and Q. Yang, “Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques,” *Appl. Energy*, vol. 210, no. July 2017, pp. 44–59, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.106.
- [97] P. Paliwal, N. P. Patidar, and R. K. Nema, “Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 557–570, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.200.
- [98] H. Chen, Z. Wang, H. Yan, H. Zou, and B. Luo, “Integrated Planning of Distribution Systems with Distributed Generation and Demand Side Response,” *Energy Procedia*, vol. 75, no. 51322702, pp. 981–986, Aug. 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.314.
- [99] M. A. Mejia, L. H. Macedo, G. Muñoz-Delgado, J. Contreras, and A. Padilha-Feltrin, “Medium-term planning of active distribution systems considering voltage-dependent loads, network reconfiguration, and CO₂ emissions,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 135, no. August 2021, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107541.
- [100] T. D. de Lima, A. Tabares, N. Bañol Arias, and J. F. Franco, “Investment & generation costs vs CO₂ emissions in the distribution system expansion planning: A

- multi-objective stochastic programming approach,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, no. January, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106925.
- [101] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and N. Taheri, “Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 665–673, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.05.024.
- [102] A. C. Rueda-Medina, J. F. Franco, M. J. Rider, A. Padilha-Feltrin, and R. Romero, “A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, pp. 133–143, Apr. 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2012.12.009.
- [103] Y. Li, B. Feng, G. Li, J. Qi, D. Zhao, and Y. Mu, “Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage,” *Appl. Energy*, vol. 210, no. April 2017, pp. 1073–1081, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.008.
- [104] A. Chauhan and R. P. Saini, “A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 99–120, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.079.
- [105] S. Roy Ghatak, S. Sannigrahi, and P. Acharjee, “Optimised planning of distribution network with photovoltaic system, battery storage, and DSTATCOM,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 15, pp. 1823–1832, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5088.
- [106] D. P. R. P., V. R. V.C., and G. M. T., “Ant Lion optimization algorithm for optimal sizing of renewable energy resources for loss reduction in distribution systems,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 663–680, 2018, doi: 10.1016/j.jesit.2017.06.001.
- [107] M. T. Kuo, S. Der Lu, and M. C. Tsou, “Considering Carbon Emissions in Economic Dispatch Planning for Isolated Power Systems: A Case Study of the Taiwan Power System,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 2, pp. 987–997, 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2771338.
- [108] C. Jiang, Y. Xue, J. Huang, F. Xue, F. Wen, and K. Li, “Aggregated impact of allowance allocation and power dispatching on emission reduction,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, no. 6, pp. 936–946, 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0321-0.
- [109] S. Espinosa, D. Arias Cazco, and M. Yanez Salcedo, “Economic Dispatch

- hydrothermal system with CO₂ Emissions Constraints,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 11, pp. 2090–2096, 2017, doi: 10.1109/TLA.2017.8070413.
- [110] E. Arriagada, E. Lopez, M. Lopez, G. Lefranc, R. Lopez, and M. Poloujadoff, “A probabilistic economic/CO₂eq emissions dispatch model: Real applications,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 9, pp. 2362–2369, 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8789556.
- [111] L. Bai, J. Wang, C. Wang, C. Chen, and F. Li, “Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 4061–4073, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2767632.
- [112] N. Zhang, Z. Hu, D. Dai, S. Dang, M. Yao, and Y. Zhou, “Unit commitment model in smart grid environment considering carbon emissions trading,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 420–427, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2401337.
- [113] M. F. Tahir, C. Haoyong, A. Khan, M. S. Javed, N. A. Laraik, and K. Mehmood, “Optimizing size of variable renewable energy sources by incorporating energy storage and demand response,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 103115–103126, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2929297.
- [114] H. Alharbi and K. Bhattacharya, “Optimal sizing of battery energy storage systems for microgrids,” *Proc. - 2014 Electr. Power Energy Conf. EPEC 2014*, pp. 275–280, 2014, doi: 10.1109/EPEC.2014.44.
- [115] Y. Zhang, Z. Y. Dong, F. Luo, Y. Zheng, K. Meng, and K. P. Wong, “Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 8, pp. 1105–1113, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0542.
- [116] M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar, and M.-R. Haghifam, “Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 52, pp. 221–230, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.03.041.
- [117] O. Babacan, W. Torre, and J. Kleissl, “Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2016-Novem, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741191.

- [118] Y. Zheng, Z. Y. Dong, F. J. Luo, K. Meng, J. Qiu, and K. P. Wong, "Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of discos with high renewable penetrations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 212–220, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278850.
- [119] V. V. V. S. N. Murty and A. Kumar, "Optimal energy management and techno-economic analysis in microgrid with hybrid renewable energy sources," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 8, no. 5, pp. 929–940, 2020, doi: 10.35833/MPCE.2020.000273.
- [120] B. Wang, C. Zhang, and Z. Y. Dong, "Interval Optimization Based Coordination of Demand Response and Battery Energy Storage System Considering SOC Management in a Microgrid," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2922–2931, 2020, doi: 10.1109/TSTE.2020.2982205.
- [121] C. Huang, H. Zhang, Y. Song, L. Wang, T. Ahmad, and X. Luo, "Demand Response for Industrial Micro-Grid Considering Photovoltaic Power Uncertainty and Battery Operational Cost," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 4, pp. 3043–3055, 2021, doi: 10.1109/TSG.2021.3052515.
- [122] H. Alharbi and K. Bhattacharya, "Stochastic optimal planning of battery energy storage systems for isolated microgrids," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 211–227, 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2724514.
- [123] W. Liu, S. Niu, and H. Xu, "Optimal planning of battery energy storage considering reliability benefit and operation strategy in active distribution system," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 177–186, 2017, doi: 10.1007/s40565-016-0197-4.
- [124] L. F. Grisales, A. Grajales, O. D. Montoya, R. A. Hincapie, M. Granada, and C. A. Castro, "Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using multi-objective approach," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 6, pp. 1084–1090, 2017, doi: 10.1109/TLA.2017.7932696.
- [125] S. Ganguly, N. C. Sahoo, and D. Das, "Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 46, pp. 65–78, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.10.030.
- [126] A. Alarcon-Rodriguez, G. Ault, and S. Galloway, "Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 5, pp. 1353–1366, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.01.006.

- [127] S. Ganguly, N. C. Sahoo, and D. Das, "Multi-objective particle swarm optimization based on fuzzy-Pareto-dominance for possibilistic planning of electrical distribution systems incorporating distributed generation," *Fuzzy Sets Syst.*, vol. 213, pp. 47–73, Feb. 2013, doi: 10.1016/j.fss.2012.07.005.
- [128] M. Nayeripour, S. Hasanvand, and H. Fallahzadeh-Abarghouei, "Optimal expansion planning of distribution system capacity with respect to distributed generations," *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 6, no. 3, pp. 817–824, 2016.