



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

EVALUACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO BAJO EL ESQUEMA DE LA RESOLUCIÓN CREG 010 DE 2018

Sebastián López Arias

Trabajo de grado para optar por el título de magister en sistemas energéticos

Director de tesis:

Carlos Jaime Franco Cardona

Profesor titular

Codirector de tesis:

José Daniel Morcillo Bastidas

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2020

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	8
LISTA DE ABREVIATURAS.....	10
1. INTRODUCCIÓN.....	11
2. ANTECEDENTES	14
3. MARCO REGULATORIO Y TEÓRICO	18
3.1 Regulatorio	18
3.2 Teórico.....	21
3.2.1 Precio Promedio Ponderado de Contratos - PPC.....	29
3.2.2 Costos Variables Agregados – CVA	30
3.2.2.1 Costo Equivalente Real de Energía – CERE	30
3.2.2.2 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI	
31	
3.2.2.3 Transferencias del Sector Eléctrico Equivalentes del SIN	31
3.2.2.3.1 Generación Total Nacional TSE.....	32
3.2.2.4 Responsabilidad Comercial -AGC.....	32
3.2.2.4.1 Valor a cargo de los generadores por servicio AGC	33
3.2.2.4.2 Generación real despachada centralmente	34
3.2.2.5 Delta I nacional.....	34
3.2.2.5.1 Valor a Distribuir de Arranque -VDA	35
3.2.2.5.2 Generación ideal	36
3.3 Conclusiones de sección.....	36
4. REVISIÓN DE LITERATURA.....	37
4.1 Otros países	38
4.2 Conclusiones de sección.....	41
5. OBJETIVOS	42
5.1 General.....	42
5.2 Específicos	42
5.3 Metodología.....	42
6. MODELO PARA LA EVALUACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	
BAJO EL ESQUEMA DE RESOLUCIÓN CREG 010 DE 2018	43
6.1 Generalidades	43
6.1.1 Precio Promedio Ponderado por las Cantidades de Energía Comprada en todos Contratos	
de Largo Plazo Despachados con excepción de aquellos cuyos precios sean determinados de	
acuerdo a una fórmula-PPC.....	43
6.1.2 Costos Variables Agregados -CVA	44
6.1.3 Tarifa de Venta en Bloque -TVB	44
6.1.4 Transferencias del Sector Eléctrico \$/kWh -TSE	45
6.1.5 Costo Equivalente Real de la Energía -CERE	46
6.1.6 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI	
47	
6.1.7 Costo Unitario Responsabilidad Comercial AGC - CURAGC	48
6.1.8 Delta I Nacional	49
6.1.9 Generación Real Sistema	50
6.1.10 Transferencias del Sector Eléctrico \$ -TSE	54
6.1.11 Otros Costos Variables -OCV	55
6.1.12 Generación Real Total del Sistema – Demanda Comercial	56
7. VALIDACIÓN DEL MODELO	58
7.1 Validación 1, Valor mínimo Generación Real Despachada Centralmente	58
7.2 Validación 2, Valor máximo Costo Equivalente Real de la Energía -CERE	60
7.3 Validación 3, Valor mínimo Demanda Comercial.....	62
7.4 Conclusiones de sección.....	62

8.	RESULTADOS DEL MODELO	64
8.1	Conclusiones de sección.....	78
9.	ESCENARIOS	81
9.1	Escenario 1 PPC máximo, Demanda Comercial máxima.....	82
9.2	Escenario 2 PPC máximo, Demanda Comercial mínima.....	85
9.3	Escenario 3 PPC mínimo, Demanda Comercial mínima	88
9.4	Escenario 4 PPC mínimo, Demanda Comercial máxima.....	90
9.5	Conclusiones de sección.....	93
10.	CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS	94
10.1	Conclusiones generales y recomendaciones.....	94
10.2	Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos	95
10.2.1	Objetivo específico 1	95
10.2.2	Objetivo específico 2	95
10.2.3	Objetivo específico 3	95
10.2.4	Objetivo general	95
10.3	Trabajos futuros.....	95
11.	REFERENCIAS	96
12.	ANEXOS.....	97
12.1	Plantas de generación existentes	97
12.2	Precio Promedio Ponderado de Contratos - PPC.....	118
12.3	Costos Variables Agregados – CVA	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento Tarifa de Venta en Bloque. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	23
Figura 2. Transferencias del Sector Eléctrico (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	26
Figura 3. Valores históricos PPC (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	29
Figura 4. Valores históricos CVA (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	30
Figura 5. CERE (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	30
Figura 6. % Equivalente. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	31
Figura 7. Generación nacional kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	32
Figura 8. Responsabilidad Comercial -AGC \$/kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	33
Figura 9. Comportamiento histórico servicio AGC \$/kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	33
Figura 10. Generación real DC kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	34
Figura 11. Delta I nacional \$/kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018) ..	35
Figura 12. VDA \$. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	35
Figura 13. Generación ideal kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018) ..	36
Figura 14. Modelo PPC.	43
Figura 15. Modelo CVA.	44
Figura 16. Modelo TVB.	45
Figura 17. Modelo TSE \$/kWh.	45
Figura 18. Ciclo de balance. (Sterman, 2000)	46
Figura 19. Modelo CERE.	47
Figura 20. Modelo FAZNI.	47
Figura 21. Modelo CURAGC.....	48
Figura 22. Modelo ΔI nacional.	49
Figura 23. Modelo Generación Real Hidráulica.	50
Figura 24. Modelo Generación Real Hidroituango.....	50
Figura 25. Modelo Proyección Generación Real Hidráulica.	51
Figura 26. Modelo Generación Real Térmica.	51
Figura 27. Modelo Proyección Generación Real Térmica.	52
Figura 28. Modelo Generación Real FNCE.	52
Figura 29. Modelo Proyección Generación Real FNCE.....	53
Figura 30. Modelo Generación Real Despachada Centralmente -DC.....	53
Figura 31. Modelo Proyección Generación Real Despachada Centralmente -DC.....	54
Figura 32. Modelo Transferencias del Sector Eléctrico \$.	55
Figura 33. Modelo Otros Costos Variables -OCV.	55
Figura 34. Modelo Margen de Reserva.....	56
Figura 35. Validación 1, CURAGC	58
Figura 36. Validación 1, CVA.	59
Figura 37. Validación 1, TVB.....	59
Figura 38. Validación 1, OCV.	60
Figura 39. Validación 2, CERE.....	60
Figura 40. Validación 2, CVA.	61
Figura 41. Validación 2, OCV.....	61
Figura 42. Validación 3, Demanda Comercial, CVA y TVB.	62
Figura 43. Proyección TVB.	64
Figura 44. Proyección PPC \$/kWh.....	67
Figura 45. Proyección CVA \$/kWh.....	68

Figura 46. Proyección FAZNI \$/kWh.....	70
Figura 47. Proyección Aportes de Ley \$/kWh.....	71
Figura 48. Proyección OCV en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.....	72
Figura 49. Proyección TSE en \$.....	73
Figura 50. Proyección TSE en \$/kWh.....	75
Figura 51. Proyección % equivalente adimensional.....	75
Figura 52. Proyección Generación real, demanda comercial y margen de reserva del sistema.	77
Figura 53. Proyección Generación real, demanda comercial y margen de reserva del sistema.	78
Figura 54. Escenarios	81
Figura 55. Proyección escenario 1 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019.....	83
Figura 56. Proyección escenario 1 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019	84
Figura 57. Proyección escenario 1 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019	85
Figura 58. Proyección escenario 2 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019.....	86
Figura 59. Proyección escenario 2 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019	87
Figura 60. Proyección escenario 3 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019.....	89
Figura 61. Proyección escenario 3 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019	90
Figura 62. Proyección escenario 3 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019.....	91
Figura 63. Proyección escenario 4 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tarifa de Venta en Bloque. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	22
Tabla 2. Transferencias del Sector Eléctrico (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	26
Tabla 3. FAZNI (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	31
Tabla 4. Proyección TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	65
Tabla 5. TVB \$/kWh a noviembre de 2019. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	65
Tabla 6. Proyección PPC en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	66
Tabla 7. Proyección CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	67
Tabla 8. % Error modelo TVB, PPC, CVA.	69
Tabla 9. Proyección FAZNI en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	69
Tabla 10. Proyección Aportes de Ley en \$/kWh por tipos de tecnología en pesos constantes a septiembre de 2019.	71
Tabla 11. % Error modelo Aportes de Ley \$/kWh a noviembre de 2019.	71
Tabla 12. Proyección TSE en \$ por tipos de tecnología en pesos constantes a septiembre de 2019.	73
Tabla 13. Proyección TSE en \$/kWh por tipos de tecnología en pesos constantes a septiembre de 2019.	74
Tabla 14. % Equivalente y TSE en \$/kWh a noviembre de 2019. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	76
Tabla 15. % Error modelo %Equiv y TSE.	76
Tabla 16. Escenario 1, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	82
Tabla 17. Escenario 1, PPC - CVA en \$/kWh	85
Tabla 18. Escenario 2, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	86
Tabla 19. Escenario 2, Tarifa de Venta en Bloque -TVB, PPC, CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	88
Tabla 20. Escenario 3, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	89
Tabla 21. Escenario 3, Tarifa de Venta en Bloque -TVB, PPC, CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	90
Tabla 22. Escenario 4, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	91
Tabla 23. Escenario 4, Tarifa de Venta en Bloque -TVB, PPC, CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.	92
Tabla 24. Plantas y/o unidades de generación por municipio. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	117
Tabla 25. PPC históricos (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	121
Tabla 26. Valores de CVA históricos (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	122
Tabla 27. Valores de CERE históricos (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	123
Tabla 28. % Equivalente (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	124
Tabla 29. Generación total nacional GWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	126
Tabla 30. Responsabilidad Comercial -AGC (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	127
Tabla 31. Servicio AGC \$. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	128
Tabla 32. Generación Real DC GWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018) ...	129
Tabla 33. Delta I nacional (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	130
Tabla 34. VDA \$. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	131
Tabla 35. Generación ideal GWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)	132

AGRADECIMIENTOS

Como parte esencial de mi vida, quiero primero darle gracias a Dios por darme la salud y energía necesaria para retarme día a día, por regalarme una familia maravillosa con la que siempre he contado, por permitir que todas las cosas salieran en un tiempo perfecto, sin contratiempos ni situaciones que no pudieran manejarse; a mi familia encabezada por mi padre, mi madre, mis abuelitos y tíos, gracias por todo su apoyo, comprensión y motivación, siempre cuento con ustedes y para ustedes es este nuevo logro, a mis profesores, a mi director, a mi codirector, a mis compañeros de estudio y trabajo, y finalmente agradezco a todos aquellos que aportaron en este nuevo logro, a todo ellos mil y mil gracias, me siento muy afortunado de poder compartir este título con ustedes.

RESUMEN

Este documento contiene información regulatoria y técnica sobre las Transferencias del Sector Eléctrico establecidas en la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 de 2018 y en la Ley 1955 de 2019, donde se modelan los elementos más representativos para cuantificarlas, se determinan indicadores y se modelan escenarios de cara al sistema eléctrico colombiano.

Cabe mencionar que la matriz energética de Colombia se encuentra en un periodo de transición hacia las fuentes de energía renovable, situación que en un mediano plazo afectaría las Transacciones del Sector Eléctrico –TSE puesto que los porcentajes de generación propia aplicables a fuentes de energía hidráulicas y térmicas son mayores al porcentaje de generación propia aplicable a las Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE), situación que afecta a todos los destinatarios de las mismas, ya sean municipios, Corporaciones Autónomas Regionales – CAR, Parques Naturales, etc.

Si bien en el Mercado de Energía Mayorista a todas las plantas de generación de energía eléctrica se le remunera conforme a su generación real, estas deben compensar los impactos ambientales como consecuencia de dicha generación, de este modo se estableció un porcentaje del 1%, 4% o 6% de la generación que le fue remunerada en el Mercado de Energía Mayorista a un precio determinado con base en una diferencia entre sus precios de venta y sus costos variables asociados a dicha generación; en este documento se analiza el impacto de dicha transición sobre las transacciones del MEM y sobre las TSE.

Igualmente, en el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad publicado mediante la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019, se establece las Transferencias del Sector Eléctrico en el 1% de la generación propia de las plantas con Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) a la que se refiere la Ley 1715 de 2014, que le fue remunerada en el Mercado de Energía Mayorista a un precio determinado con base en una diferencia entre sus precios de venta y sus costos variables asociados a dicha generación.

PALABRAS CLAVES

Transferencias del Sector Eléctrico, Transferencias Eléctricas, Corporaciones Autónomas Regionales, CAR, Ley 99 de 1993, Ley 1930 de 2018, Precio Promedio Ponderado de Contratos, PPC, Costos Variables Agregados SIN, CVA, Costo Equivalente Real de la Energía, CERE, Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI, Tarifa de Venta en Bloque, Resolución CREG 010 de 2018, TVB, Generación Real Hidráulica, Generación Real Térmica, Responsabilidad del AGC, Regulación Secundaria de Frecuencia, AGC, Generación Real Plantas Despachadas Centralmente, Delta I Nacional, Valor a Distribuir de Arranque, VDA, Valor a Recaudar de Arranque, VRA, Generación Ideal, Demanda Doméstica, Generación Propia.

TITLE

Evaluation of electrical sector transfers under the scheme of Resolution CREG 010 of 2018.

ABSTRACT

Technical and regulatory information regarding Transfers of the Electric Sector according to Law 99 of 1993 modified by Law 1930 of 2018 are discussed. The most representative elements are modeled to determine transfers, indicators and scenarios for the Colombian electrical system.

Colombia's energy matrix is in a period of transition towards renewable energy sources, which would affect the Transactions of the Electric Sector – TES in the medium term. Existing regulation is only applicable to hydraulic and thermal energy sources, excluding renewable sources; affecting all of its beneficiaries, whether municipalities, Regional Autonomous Corporations – CAR, Natural Parks, etc.

Although in the Wholesale Energy Market all electric power generation plants are remunerated according to their actual generation, they must compensate for environmental impacts as a result of their generation. Energy generation is remunerated in the Wholesale Energy Market at a given price based on a difference between their sales prices and their variable costs associated with their generation, with a 4% or 6% of actual generation going to the TES. An analysis on the impact of this transition on MEM transactions and on TSEs is performed.

KEYWORDS

Electric Sector Transfers, Electric Transfers, Regional Autonomous Corporations – CAR, Law 99 of 1193, Law 1930 of 2018, Weighted Average Price of Contracts – PPC, Added Variable Costs of SIN- CVA, Real Equivalent Cost of Energy – CERE, Fund of Financial support for the energy of the Non-Interconnected Areas – FAZNI, Block Sales Rate, CREG Resolution 010 of 2018 – TVB, Hydraulic Generation, Thermal Generation, AGC Responsibility, Secondary Frequency Regulation – AGC, Real Generation Centrally Dispatched Plants, National Delta I, Distribution Start – up Value -VDA, Collect Start-up Value – VRA, Ideal Generation, Domestic Demand, Own Generation.

LISTA DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Término
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
MME	Ministerio de Minas y Energía
CAR	Corporación Autónoma Regional
TSE	Transferencias del Sector Eléctrico
TVB	Tarifa de Venta en Bloque
CERE	Costo equivalente Real de la Energía
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas.
TVB	Tarifa de Venta en Bloque
%EQUI	Porcentaje Equivalente
GH	Generación hidráulica real de las plantas señaladas en la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 de 2018.
GT	Generación térmica real de las plantas señaladas en la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 de 2018.
CURAGC	Responsabilidad del AGC
AGC	Automatic Generation Control
Δ	Delta Nacional
VDA	Valor a Distribuir de Arranque
VRA	Valor a Recaudar de Arranque
SMBYC	Sistema de Monitoreo de Bosques y Carbono
PPC	Precio Promedio Ponderados por la cantidad de energía de todos los Contratos que no dependen de una fórmula
CVA	Costos Variables Agregados del SIN
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía

1. INTRODUCCIÓN

El Congreso de la República como máximo órgano representativo del poder legislativo en Colombia proclamado mediante la Constitución Política de 1991 donde según el Artículo 114, es el reformador de la constitución y creador de las leyes, ejerciendo a su vez control político y administrativo sobre el gobierno, el 22 de diciembre de 1993 expidió la ley 99 del mismo año “por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones.”

(Secretaría del Senado, 2018)

Dicha Ley en su título VI define las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) parte del estudio de este documento como entidades corporativas de carácter público integradas a entidades territoriales que comparten un mismo territorio geográfico, conforman una unidad geopolítica, biogeográfica o hidrogeográfica, caracterizadas por su autonomía administrativa y financiera encargadas de la administración del medio ambiente y sus recursos, actuando de conformidad con los lineamientos definidos por el Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. *(Secretaría del Senado, 2018)*

En el Artículo 33 de la mencionada ley, se definen las Corporaciones Autónomas Regionales CAR así como los departamentos y municipios sobre los cuales presentan jurisdicción; en el anexo 13.1 se presentan las plantas y/o unidades de generación relacionadas por municipio registradas ante el ASIC a enero del 2019 donde las CAR presentan su jurisdicción

Una situación que las CAR deben tener en cuenta para la liquidación de las TSE es que los cogeneradores con capacidad efectiva neta igual a cero, hacen alusión a cogeneradores sin garantía de potencia, situación que en un principio los incluiría dentro de dichas transferencias; por otra parte, dichas Corporaciones Autónomas Regionales encargadas de la preservación del medio ambiente y ligadas directamente a los municipios donde presenten jurisdicción ambiental, recibirán rentas junto con estos últimos, provenientes del sector eléctrico y definidas como Transferencias del Sector Eléctrico en el Artículo 45 de la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 del 27 de julio de 2018 y en el Artículo 289 de la Ley 1955. Dichas transferencias del sector eléctrico serán el objeto de estudio de este documento donde se analizará el impacto en las mismas basado en la nueva metodología establecida en la Resolución CREG 010 de 2018.

En Colombia se está incentivando a los inversionistas y a las empresas de generación para que desarrollen proyectos de energía renovable, esto puede verse reflejado en las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía sobre la contratación de dichas plantas en el mercado a través de contratos a largo plazo, convocando así a la UPME a realizar una subasta de asignación de precios y cantidades, esto con la finalidad de integrar a los ya existentes contratos bilaterales de largo plazo,

otros contratos con características similares que coexistirían con los ya mencionados donde se establecen unos paquetes de energía de 0,5 MWh acordados a través de una subasta de dos puntas donde generadores y comercializadores buscan llegar a un acuerdo comercial y punto de equilibrio.

Dichos contratos coexistirán con los ya existentes contratos de largo plazo y serán registrados ante el Administrador de Intercambios Comerciales –ASIC y despachados por este último conforme a lo establecido en la Resolución CREG 024 de 1995 en su anexo A-3 (*Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995*), donde se considerarán todos estos contratos bajo la modalidad de pague lo contratado y cuyo objetivo último es considerarlos asignados independiente de sus características, en este punto se considerarán despachados conforme a lo establecido en las resoluciones vigentes, comenzando por el mercado regulado, despachando en orden alfabético descendente por comercializador, comenzando con los contratos tipo pague lo contratado en orden ascendente de precio, siguiendo así con los pague lo demandado en orden de precio ascendente para posteriormente continuar con el mercado no regulado bajo los mismos principios anteriores.

Estos mecanismos cuya finalidad es suplir una demanda de energía eléctrica a partir del año 2020, presentan una buena alternativa de atención de la misma, fomentando así la inversión en fuentes de energía alterna de cara a proyectos con inicio de vida útil a mediano plazo.

Una vez realizada la subasta de asignación de precios y cantidades el 22 de octubre de 2019, se declaró el proceso como exitoso como bien lo manifestó la UPME a través de su comunicado de prensa 05-2019 (*Unidad de Planeación Minero-Energética, 2019a*), donde se pasará de tener menos de 50 MW de capacidad efectiva neta disponible con fuentes de energías no convencionales a 2200 MW para el año 2020, plantas que venderán su energía a través de contratos bilaterales de largo plazo. En dicha subasta se asignó la energía de cinco proyectos de generación eólica y tres solares con un precio promedio ponderado de venta de 95,65 \$/kWh, equivalente aproximadamente a 50 \$/kWh de reducción con respecto al precio promedio aritmético actual del costo de generación en contratos bilaterales. Para fines del presente documento y después de realizar el análisis de sensibilidad sobre el PPC de dichos contratos, se evidencia que estos traerían una reducción de 0.02517 \$/kWh, por lo que representa un cambio mínimo en el comportamiento del PPC dentro del modelo acá presentado.

Ahora, la ley 99 de 1993, modificada por la ley 1930 del 2018 cuyo objetivo es la preservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, podría verse beneficiada, pues si bien las Transacciones de Energía Eléctrica – TSE mantienen su proporción al mantenerse vigentes las fuentes de generación hidráulicas y térmicas y los nuevos proyectos de generación no convencionales, las fuentes de energía no convencionales también aportarán a dicha preservación como lo establece el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad. La situación anterior afecta las TSE positivamente y con ellas los

municipios, distritos, Corporaciones Autónomas Regionales, Parques Naturales y comunidades étnicas, dado que la entrada de nuevos proyectos de energía renovable entrarán a suplir parte de la demanda y con ello se reduce generación de energía con fuentes convencionales, situación que se traduce en una menor proporción de crecimiento si se mantuviera una matriz energética a base de fuentes de energía convencionales, pues los porcentajes a multiplicar por la Tarifa de Venta en Bloque -TVB disminuyen del 6% y 4% al 1%.

Es importante mencionar que este nuevo porcentaje únicamente aplica para plantas de energía no convencional cuya capacidad efectiva neta – CEN, sea mayor o igual a 10 MWh y que no serán incluidas dentro del cálculo que establece la Ley 1931 de 2018 tal como lo establece el Artículo 289 del Plan Nacional de Desarrollo (*Secretaría del Senado, 2019*).

En adición a lo anterior, la Ley 1931 de 2018 mediante la cual el estado colombiano pretende establecer los puntos a seguir de cara al cambio climático, decretó en su Artículo 12 la mitigación de gases de efecto invernadero a través de la incorporación de fuentes de energía renovables donde estableció que la nación, los departamentos, los distritos y los municipios deberán tener dentro de sus planes de desarrollo nacional o municipal las fuentes de energía renovables y de eficiencia energética con miras a la disminución de los gases de efecto invernadero.

La situación anterior entra dentro de las grandes inquietudes, y es que los municipios y distritos realmente si se encontrarán interesados en desarrollar proyectos de fuentes de energía renovable, esto teniendo en cuenta que estarían afectando directamente sus ingresos por concepto de Transferencias del Sector Eléctrico. Adicional a lo anterior y en la misma línea, el Artículo 10 incrementó las funciones a las Corporaciones Autónomas Regionales -CAR y a las Autoridades Ambientales, donde les solicita elaborar e implementar Planes Integrales de la Gestión del Cambio Climático Territoriales, elaborar e implementar proyectos de adaptación al cambio climático y mitigación de gases de efecto invernadero e integrar en los instrumentos de planificación ambiental estrategias para la adaptación y mitigación de Gases de Efecto Invernadero, en el parágrafo del Artículo 27 establece que las CAR deberán suministrar la información requerida para el funcionamiento de del Sistema de Monitoreo de Bosques y Carbono -SMBYC, situaciones que pueden incurrir en un conflicto de intereses con los Municipios y Distritos dado que en su naturaleza misma se encuentran conformados en su mayoría por administraciones compartidas por funcionarios públicos del municipio o departamento.

2. ANTECEDENTES

El 11 de julio de 1994 el Congreso de la República de Colombia sancionó la ley 143 conocida como la Ley Eléctrica donde se estableció el régimen para la generación de energía eléctrica, transmisión de energía eléctrica, distribución y comercialización donde sentó la estructura del sistema eléctrico colombiano y las reglas de juego de este. En su capítulo V se determinaron las condiciones de apertura a la generación de energía eléctrica, factor determinante para el estudio de las Transacciones del Sector Eléctrico -TSE objeto de análisis de este documento.

(I. J. Andrés & Henao, 2014)

En cuanto a generación de energía eléctrica, se permitió mediante el Artículo 24 la construcción a todos los agentes económicos sin importar su naturaleza, situación que dio apertura a la libre competencia en el mercado aclarando que, si un proyecto de generación cuenta con propósitos múltiples que conlleven a beneficiar otros sectores económicos, el gobierno desarrollaría estrategias regulatorias para que estos sectores beneficiados contribuyan a la financiación del proyecto. Todos estos proyectos que hagan parte del Sistema Interconectado Nacional SIN deberían cumplir con todos los acuerdos y reglamentos de la operación establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y por el Consejo Nacional de Operación -CNO teniendo en cuenta que un incumplimiento podría acarrear una sanción pues estaría en juego la seguridad del sistema. Dentro de las plantas de generación establecidas para el pago de las Transferencias del sector eléctrico se encuentran los cogeneradores con o sin garantía de potencia y que fueron considerados en el Artículo 26 de la mencionada ley donde estableció que estos podrían comercializar los excedentes de su generación a precios pactados libremente entre las partes, situación que posteriormente se acotó con la aparición del FAZNI y del CERE cuya suma años después pondría un límite inferior al precio de venta de la energía, dado que el FAZNI se debe recaudar a todos los generadores y el CERE hace las veces de seguro para el recaudo del cargo por confiabilidad que aparecería años después con la Resolución CREG 071 del 2006.

A diferencia de los generadores hidráulicos, los generadores térmicos deberían garantizar la generación de su energía eléctrica mediante contratos a largo plazo de suministro de combustible en forma oportuna y a precios competitivos que garanticen a su vez un precio de bolsa de la energía eléctrica lo más competitivo posible y con la finalidad de reducir considerablemente los precios de reconciliación positiva y precios de reconciliación inflexible producto de las generaciones de seguridad asociadas a las restricciones eléctricas del país; situación que iba a resultar provechosa años después con la implementación de la Resolución CREG 010 de 2018 en el cálculo del Delta I nacional.

En el mismo año, la ley 99 crea el Ministerio del Medio Ambiente y con el nacen los Artículos 33 y 45, objeto de estudio de este documento, donde en el Artículo 33 determinó las Corporaciones Autónomas Regionales beneficiarias de las TSE otorgadas por las plantas de generación con fuentes de energía térmica e hidráulica

y en su Artículo 45 determina la manera como serán determinadas a través de su generación real, de su porcentaje de participación y de la Tarifa de Venta en Bloque vigente para el año.

El año siguiente, mediante la Resolución CREG 060 de 1995, la Comisión de Regulación de Energía y Gas determinó la Tarifa de Venta en Bloque aplicable a partir del año 1996 en un valor de 20,93 \$/kWh, posteriormente, en el año 1996, mediante la Resolución CREG 135 de 1996 se establece la meta de inflación como la manera de actualización de la TVB a partir de 1997 donde mediante la Resolución CREG 106 de 2003 dados los contantes inconvenientes entre pagadores y beneficiarios, la CREG estableció un número de 5 decimales para la TVB a usar en las TSE.

El 22 de enero de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG publicó en su diario oficial para comentarios la Resolución CREG 144 de 2017, manifestando que “cuando se expidió la Ley 99 de 1993, las transacciones de energía eléctrica se hacían mediante contratos estacionales de energía y potencia de largo plazo dado que no existían las transacciones horarias de energía” *(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017)*

En el año 2017, mediante el radicado E-2017-000364 la Asociación de Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible -ASOCARS, solicitaron a la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG revisar la metodología con que se venía determinando la Tarifa de Venta en Bloque -TVB, argumentando que primero, la meta de inflación es menor que el IPC real y segundo, que la TVB se encontraba rezagada con respecto a los precios de la bolsa de energía. *(Asociación de Corporaciones Autónomas Regionales - ASOCARS, 2017)*

Con base en lo anterior y lo manifestado en el proyecto de Resolución CREG 144 de 2017, la CREG estableció dos alternativas para determinar la TVB, donde se pretende a un precio promedio ponderado de los contratos, restarle los otros costos del mercado de energía mayorista. La primera alternativa consistía en restarle el CERE y el FAZNI al precio promedio ponderado de los contratos y la segunda y elegida fue, el precio promedio ponderado por las cantidades de energía de los contratos menos los costos variables agregados.

Con la primera alternativa se buscaba que las CAR contaran con presupuesto tentativo cada año, por ende, se pretendía usar el precio promedio ponderado por las cantidades de energía de contratos cuya naturaleza tendía a la estabilidad en el tiempo y descontándole los valores de CERE y FAZNI cuyas magnitudes también podrían ser pronosticadas con exactitud. Adicional a esto, también se consideró el plazo para la publicación de ajustes establecido en la Resolución CREG 084 de 2007, situación por la cual se estableció que la mejor manera era determinar la TVB como el promedio de la diferencia entre PPC y los costos de los 12 meses comprendidos entre julio del año t-2 y junio del año t-1.

Posterior a lo anterior, y mediando el documento D-082 de 2017, se ajustó la alternativa primera, llegando a definirse como modelo definitivo el presentado en este documento.

A lo largo de 11 años, hasta el año 2018 la Tarifa de Venta en Bloque -TVB se ha incrementado 74.6 \$/kWh, valor significativo, dado que las funciones de los beneficiarios no se veían incrementadas desde su determinación en el año 1993. Ese mismo año, el 4 de abril, la CREG publicó en su diario oficial la Resolución CREG 010 de 2018, mediante la cual se estableció una metodología de cálculo de la TVB, donde esta no dependería de la meta de inflación, sino, directamente de un promedio aritmético de doce meses de la diferencia mensual entre el PPC y el CVA, es decir, una relación entre el precio de venta de la energía y el costo asociado a la producción de la misma teniendo en cuenta la TVB vigente para ese año con la finalidad de no ampliar la brecha entre el PPC y CVA, sino por el contrario, mantener una relación directa entre ambos insumos.

Dado lo anterior, y teniendo en cuenta que la TVB incrementó a partir del 04 de abril de 2018 en más de 20 \$/kWh, incrementando un 1000 % más en relación a lo que venía incrementando desde el año 2000; situación que no pasó desapercibida y el 27 de julio de 2018, se sancionaron dos nuevas leyes, la Ley 1930 de 2018 que modificaba la Ley 99 de 1993 y la Ley 1931 de 2018 por la cual se establecen las directrices para la gestión del cambio climático.

En la primera de estas, se modificó el Artículo 45 y con ellos la distribución de las TSE sobre los distintos beneficiarios, y en la segunda se crea pretende establecer los puntos a seguir de cara al cambio climático y con ellas se incrementaron las funciones a las Corporaciones Autónomas Regionales, situación que es coherente con el incremento en sus ingresos como consecuencia de dichas transferencias regidas bajo la metodología establecida en la Resolución CREG 010 de 2018.

Posteriormente, el 25 de mayo de 2019 mediante la Ley 1955, en su Artículo 289 modificó el Artículo 54 de la Ley 143 de 1994, donde manifiesta que las Fuentes No Convencionales de Energía de las que trata la Ley 1715 de 2014 con potencia nominal mayor a 10MW deberán participar de las transferencias del sector eléctrico.

En este orden de ideas, la revista Portafolio (Portafolio, 2019b), manifestó que en el año 2018 donde entró en vigencia la Resolución CREG 010, los giros en dinero de las empresas generadoras de energía hidroeléctrica y termoeléctrica a los municipios, parques naturales y Corporaciones Autónomas Regionales -CAR se incrementaron un 53% como consecuencia de pasar de una Tarifa de Venta en Bloque -TVB de 75.08114 \$/kWh vigente desde el 1 de enero de 2018 hasta el 3 de abril de 2018 a una Tarifa de Venta en Bloque -TVB de 95.57661 \$/kWh vigente a partir del 4 de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2018, es decir, que un incremento en 20.5 \$/kWh implicó un incremento del 53% en las Transferencias del Sector Eléctrico - TSE.

Ahora, si comparamos la Tarifa de Venta en Bloque -TVB Vigente para el año 2019 con la TVB vigente en el segundo semestre del año 2018, encontramos que el incremento en \$/kWh es de 9.43, valor mucho menor al cambio manifestado anteriormente que ocasionó el incremento de las TSE en 53%.

Igualmente, se manifestó que estas transferencias de dinero se está viendo reflejadas directamente sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica -Cu que es pagado a todos los usuarios del servicio, pues bien, estos costos están siendo considerados por los generadores en el precio de oferta de la energía, al igual que son considerados en los precios de reconciliación positiva de los generadores térmicos a través de la componente Otros Costos Variables -OCV, en el precio de reconciliación positiva de los generadores hidráulicos que bajo la condición de Nivel del Embalse -NEM mayor a Nivel de Probabilidad de Vertimiento -NPV se remunera bajo la componente Otros Costos Variables -OCV, en el precio de reconciliación positiva de los FNCE a través del Máximo Precio de Oferta -MPO que lleva inmersa la oferta de los generadores, en el precio de reconciliación negativa bajo no condición de escasez a través del Máximo Precio de Oferta -MPO y en todos los demás precios de energía remunerada a través del Precio de Bolsa -Pb.

La situación anteriormente mencionada, conllevó a duplicar el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía -Cu pasando de entre 3.5 \$/kWh y 4 \$/kWh en el año 2017 a entre 7 \$/kWh y 8 \$/kWh en el 2018 (Portafolio, 2019b) y donde por concepto de las Transferencias durante el año 2018, se giraron \$344.971 millones de pesos. (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - ACOGEN, 2019)

3. MARCO REGULATORIO Y TEÓRICO

3.1 Regulatorio

Mediante la Resolución CREG 157 de 2011 se definen las fronteras comerciales requeridas para la medición de la generación propia de cada recurso como “el punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del sistema de transmisión nacional, STN, o a los sistemas de transmisión regional, STR, o a los sistemas de distribución local, SDL, o entre diferentes niveles de tensión de un mismo operador de red. Cada agente en el sistema puede tener una o más Fronteras Comerciales.” *(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)*

Mediante la Resolución CREG 038 de 2014 en su Artículo 38 se establece como primer ítem de estimación la integración de la medida de potencia activa, siempre y cuando el Centro Nacional de Despacho - CND o un Centro Regional de Despacho - CRD se encuentre en la capacidad de supervisarlo y requerida para determinar la generación propia ante posibles afectaciones a los elementos de telemedida.

Mediante la Ley 99 de 1993 “por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones” donde en su Artículo 45 modificado por el Artículo 24 de la Ley 1930 de 2018 se establecen las transferencias del sector eléctrico.

Mediante la Ley 1099 del 10 de noviembre de 2006 “por medio de la cual se proroga la vigencia del Artículo 81 de la Ley 633 de 2000 y se dictan otras disposiciones” se determina el monto con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI en pesos, a recaudar por kWh vendido en la bolsa de energía nacional.

Mediante la Resolución CREG 010 de 2018 se determina la nueva metodología para el cálculo de la Tarifa de Venta en Bloque requerida en las Transferencias del Sector Eléctrico.

Mediante la Resolución CREG 070 de 1998 se define el Centro Nacional de Despacho – CND y los Centros Regionales de Despacho – CRD requerido para determinar la generación propia en tiempo real como:

Centro Nacional de Despacho (CND). Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

El Centro también está encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener

una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Centro Regional de Despacho (CRD). Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobra de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional.

Mediante la Resolución CREG 060 de 1995 se establece por primera vez el valor TVB aplicable a partir del año 1996.

Mediante la Resolución CREG 135 de 1996 se establece la manera como se debe actualizar la TVB a partir del año 1997 establecida en la Resolución CREG 060 de 1995.

Mediante la Resolución CREG 106 de 2003 se establece el número de decimales y el método de redondeo de la TVB requerida en el cálculo de las Transferencias del Sector.

Mediante la Resolución CREG 084 de 2007 en su Artículo 10 se establecen las causales y plazos de ajuste a la liquidación requeridos para determinar los plazos y meses considerados en el cálculo de la TVB con base en lo establecido en el Artículo 2, literal i de la Resolución CREG 010 de 2018.

Mediante la Resolución CREG 024 de 1995 en su Anexo A se define la Generación Real del Sistema como:

Generación real del Sistema. “Es la sumatoria de las generaciones netas medidas a nivel horario para cada uno de los agentes generadores en sus puntos frontera. La generación de cada agente generador se determina con base en las lecturas de su grupo de contadores”. Cuando los contadores no se encuentren en el lado de alta tensión, se debe afectar la medida con el factor de pérdidas de la transformación. En cualquier caso, se debe considerar la generación neta, es decir, se debe excluir el consumo propio cuando se toman de su propia generación.

Mediante las Resoluciones MME 40590 de 2019 y MME 40791 de 2018 se promueve la contratación de largo plazo para los proyectos de fuentes de energía renovables y se convoca a la primera subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica.

Mediante la Resolución MME 40591 de 2019 se convoca a la segunda subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica situación que afectaría la generación de fuentes de energía convencionales y por ende las TSE.

Mediante la minuta de contrato de suministro de energía a largo plazo publicada el 12 de julio de 2019 se establecen las condiciones para la contratación de la que trata la Resolución MME 40591 de 2019.

Mediante la Resolución CREG 011 de 2019 se define la garantía que deben soportar los vendedores de energía eléctrica de las que trata la Resolución MME 40791 de 2018.

Mediante la Resolución MME 41307 de 2018 se modifica la Resolución MME 40791 de 2018.

Mediante la Resolución MME 41314 se convoca a la primera subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica.

Mediante la Resolución MME 40725 se define un mecanismo complementario de asignación de contratos de largo plazo de acuerdo con el Artículo 6 de la Resolución MME 40591 DE 2019 cuyo objetivo es la asignación de la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica convocada por el MEM. Una vez realizada la subasta, se encontró una diferencia positiva de 1864.5 MWh/día a un máximo precio de oferta de venta de 110\$/kWh resultado de una demanda objetivo de 12050.5 MWh/día y una demanda asignada de 10186 MWh/día. Cabe mencionar que los contratos resultantes con destino al mercado regulado siguen siendo considerados dentro del cálculo del Precio Promedio Ponderado con la Energía de los Contratos de Largo Plazo con destino al Mercado Regulado -MC.

Mediante la Resolución MME 40715 se establecen los distintos mecanismos bajo los cuales los contratos de energía de largo plazo deberán ser suscritos e igualmente se establece como límite inferior el 10% de la demanda regulada de energía que deberá provenir de FNCE a partir del año 2022.

Mediante la Ley 1931 del 27 de julio de 2018 el estado colombiano pretende establecer los puntos a seguir de cara al cambio climático, decretó en su Artículo 12 la mitigación de gases de efecto invernadero a través de la incorporación de fuentes de energía renovables donde estableció que la nación, los departamentos, los distritos y los municipios deberán tener dentro de sus planes de desarrollo nacional o municipal las fuentes de energía renovables y de eficiencia energética con miras a la disminución de los gases de efecto invernadero. Igualmente, en el Artículo 10 de la mencionada ley, le corresponderá a las Corporaciones Autónomas Regionales -CAR una serie de actividades adicionales con miras a la preservación del medio ambiente.

Mediante la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019 se establece el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad donde se fijan las Transferencias del Sector Eléctrico en el 1% de la generación propia de las plantas con Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) a la que se refiere la Ley

1715 de 2014, que le fue remunerada en el Mercado de Energía Mayorista a un precio determinado con base en una diferencia entre sus precios de venta y sus costos variables asociados a dicha generación.

Mediante la Resolución CREG 096 de 2019 se permite el acceso al despacho central de todas aquellas plantas con capacidad efectiva mayor o igual a 1 MW con excepción a los generadores distribuidos y se limita la contratación de energía en contratos bilaterales de largo plazo con destino al mercado regulado de todas aquellas plantas que no se acojan a este despacho.

3.2 Teórico

La Ley 99 de 1993 en el Artículo 45 del Título 7 modificada por la ley 1930 del 27 de julio de 2018 donde se establecen las Rentas de las Corporaciones Autónomas Regionales, se determinan las Transferencias del Sector Eléctrico basado en la generación real o ventas brutas de energía de cada una de las plantas y/o unidades de generación registradas a través de una frontera comercial definida en la Resolución CREG 157 de 2011 y relacionadas con un factor de pérdida igual a 1. Dichas fronteras comerciales son definidas como el punto de medición relacionado a un punto de conexión por medio del cual se miden y determinan las transferencias eléctricas que para el caso puntual de estudio van en sentido del submercado exportador o generador al submercado importador, transportador, distribuidor o consumidor.

Las ventas brutas de energía son registradas ante XM S.A E.S.P quien cumple las funciones de operador y administrador del Sistema Eléctrico Colombiano por parte de los Centros de Gestión de Medida, conforme a los plazos y condiciones establecidas en la Resolución CREG 038 de 2014. En el caso donde dichas transferencias eléctricas no puedan ser reportadas ante el Administrador de Sistemas de Intercambios Comerciales ASIC conforme a la regulación vigente, éstas serán estimadas de acuerdo a lo establecido en el Artículo 38 de la Resolución CREG 038 de 2014 donde para el caso puntual de este documento es deseable aplicar la Integración de la Medida de Potencia Activa a través de los puntos de supervisión SCADA a los que son asociadas las fronteras comerciales de generación cuando dicho punto se encuentre en la cobertura, supervisión y control del Centro Nacional de Despacho CND o de otros Centros Regionales de Despacho (CRD) definidos en la Resolución CREG 070 de 1998.

En el caso donde dicha frontera de generación no se encuentre asociada a un punto de supervisión SCADA registrado ante el ASIC se procederá a estimar dichas transferencias de energía conforme a lo establecido en el Acuerdo CNO 700 de 2014, donde se manifiesta que para las fronteras de generación que no hayan reportado correctamente sus valores de transferencia eléctrica (Energía) conforme a la regulación vigente, se procederá a determinar su generación real como el mínimo entre la disponibilidad real y la generación programada.

En este orden de ideas, en la Resolución CREG 060 de 1995 se establece el valor de Tarifa de Venta en Bloque necesaria en la liquidación de las transferencias del sector eléctrico establecidas en la Ley 99 de 1993, dicha Resolución en su Artículo 1 fija en 20,93 \$/kWh la TVB aplicable al año 1996. Posteriormente, en la Resolución CREG 135 de 1996 se establece que la TVB establecida en la Resolución CREG 060 de 1995 se incrementaría anualmente con un índice equivalente a la meta de inflación aplicable a cada año. Ocho años después y como consecuencia de las diferencias presentadas entre ambas partes interesadas en la liquidación de las Transferencias del Sector Eléctrico, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG expidió la Resolución 106 de 2003, donde se determinó que la Tarifa de Venta en Bloque – TVB debería ser calculada y redondeada a los primeros 5 decimales con el fin de eliminar las diferencias mencionadas en la liquidación del Artículo 45 de la Ley 99 de 1993.

Valor base 1996	20.93\$/kWh	
% Meta inflación	Año que aplica	TVB \$/kWh
18%	1997	24.6974
16%	1998	28.648984
15%	1999	32.9463316
10%	2000	36.2409648
8%	2001	39.1402419
6%	2002	41.4886565
5.5%	2003	43.7705326
5.5%	2004	46.1779119
5.0%	2005	48.4868074
4.5%	2006	50.6687138
4.0%	2007	52.6954623
4.0%	2008	54.8032808
5.0%	2009	57.5434449
3.0%	2010	59.2697482
3.0%	2011	61.0478407
3.0%	2012	62.8792759
3.0%	2013	64.7656542
3.0%	2014	66.7086238
3.0%	2015	68.7098825
3.0%	2016	70.771179
3.0%	2017	72.8943143
3.0%	2018	75.0811438
3.0%	2018-04-04	95.57658
3.0%	2019	105.00636

Tabla 1. Tarifa de Venta en Bloque. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Como es evidente en la Tabla 1, antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 010 de 2018, el crecimiento con mayor pendiente se presentó entre los años 1997 a 2001, oscilando entre el 8% y el 18 %, mientras que, desde el año 2010 se presentaban los menores crecimientos en la Tarifa de Venta en Bloque, este crecimiento del 3% se estaba viendo reflejado en los ingresos por Transferencias del Sector Eléctrico por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR y los Municipios, máxime que la TVB no crecía proporcionalmente al impacto ambiental que el sector de generación de energía eléctrica genera. Posteriormente, con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 010 de 2018, se observa la mayor pendiente de crecimiento de la historia. En la Figura 1, se puede observar el comportamiento histórico de la TVB conforme a lo acá manifestado, evidenciando el incremento en la Tarifa de Venta en Bloque -TVB con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 010 de 2018 aplicable a las TSE a partir del 4 de abril y determinada con los PPC y CVA de los meses comprendidos entre julio del año 2016 y junio del año 2017 (ver Figura 1).

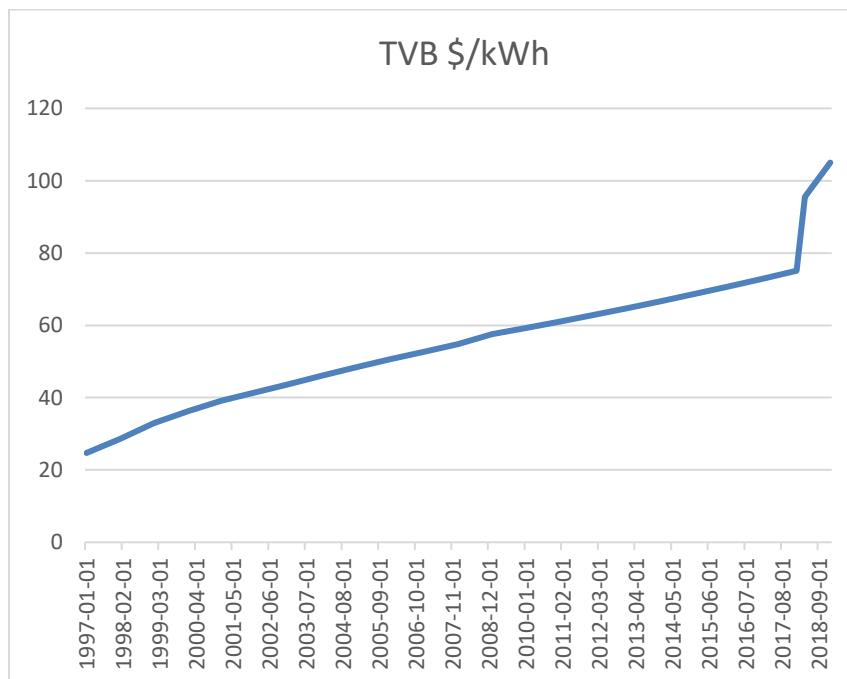


Figura 1. Comportamiento Tarifa de Venta en Bloque. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

En complemento a lo anterior, es importante tener claro que tanto la Ley 99 de 1993 y la Ley 1955 de 2019 establecen las condiciones de dichas transferencias, en momentos del tiempo diferentes y con distintos porcentajes y tecnologías; es por esto por lo que es necesario establecer un marco comparativo entre ellas.

Dado lo anterior, la Ley 99 de 1993 en su Artículo 45 modificada por la ley 1930 del 27 de julio de 2018, establece que “Las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada supere los 10000 kilovatios,

transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética, de la siguiente manera:

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales o para Parques Nacionales Naturales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto y para la conservación de páramos en las zonas donde existieren.
2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:
 - a. El 1.5% para los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica que surte el embalse, distintos a las que trata el literal siguiente;
 - b. El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentran en el embalse;

En el caso de centrales térmicas la transferencia de que trata el presente artículo será de 4% que se distribuirá así:

- a. 2.5% Para la Corporación Autónoma Regional para la protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta y para la conservación de paramos en las zonas donde existieren.
- b. 1.5% Para el municipio donde está situada la planta generadora;"
(...SIC) *(Congreso de la República de Colombia, 2018)*

Ahora, la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019 mediante la cual se hizo público el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 “ Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad” donde el Artículo 289 modificó el Artículo 54 de la Ley 143 de 1994 estableciendo en 1% por la TVB vigente determinada conforme a los establecido en la Resolución CREG 010 de 2018, los aportes de Ley 99 para las Fuentes no Convencionales de Energía -FNCE a las que se refiere la Ley 1715 de 2014 cuya capacidad efectiva neta supere los 10MW. Ahora, las Transferencias del Sector para dichas fuentes serán resultado del producto entre la TVB vigente, por el 1% por su generación propia y distribuidas de la siguiente manera:

- a. 60% para las comunidades étnicas ubicadas en el territorio de influencia del proyecto; en caso de no existir comunidades étnicas en dicho territorio, el dinero se destinará a los municipios.
- b. 40% para los municipios ubicados en el área del proyecto. *(Secretaría del Senado, 2019)*

De estas transferencias se excluyen aquellas plantas que son incluidas dentro del Artículo 24 de la Ley 1930 de 2018 y se mantendrá en 1% hasta tanto la capacidad instalada de FNCE supere el 20% de la totalidad de capacidad instalada del país.

En este orden de ideas, en Colombia, a noviembre de 2019 se encuentran generando únicamente 4 proyectos de generación cuya capacidad efectiva neta acumulada es de 103.28 MW, situación que representa el 0.42% de la capacidad efectiva neta total del SIN reflejado en el 1% del que trata la Ley 1955 de 2019. En el SIEL (*Sistema de Información Eléctrico Colombiano, 2019*) se encuentran registrados todos los proyectos de generación a entrar en operación por fecha y por tipo de tecnología, donde podemos evidenciar que para el año 2019 se esperaba una capacidad efectiva neta acumulada en FNCE de 6.972 GW, situación que representaría el 28.5% de la CEN total del SIN y que establecería en 2% por la TVB vigente los aportes de Ley 1955 de 2019 requerido para las TSE y liquidaciones del MEM.

Para fines de este documento y evidenciando lo establecido en el SIEL, se establece a partir del año 2020 en 2% por la TVB vigente, los aportes de Ley 1955 de 2019 requeridos para determinar OCV establecidos en la Resolución CREG 140 de 2017 donde se determina el Precio Marginal de Escasez -PME.

Ahora bien, la Resolución CREG 010 de 2018, fijó la tarifa de venta en bloque de energía eléctrica para efectos de la liquidación de las transferencias establecidas en el Artículo 45 de la Ley 99 de 1993, dentro de las cuales no se encuentra comprendida la establecida para plantas cuyas fuentes sean no convencionales.

Adicionalmente, la Resolución CREG 010 de 2018 se fundamentó en las transferencias de: i) las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, y ii) las centrales térmicas, sin hacer mención o regular el tema relacionado con plantas cuyas fuentes sean no convencionales. De conformidad con lo anterior, no se evidencia que en el literal c del numeral ii) contenido en el artículo 1 de la Resolución CREG 010 de 2018 puedan ser incluidas aquellas plantas cuyas fuentes sean no convencionales. Así las cosas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas deberá expedir la regulación respectiva donde se considere lo acá mencionado. Como consecuencia de lo anterior, los aportes de Ley 99 de 1993 hasta el 26 de julio de 2018, los aportes de Ley 1930 de 2018 a partir del 27 de julio de 2018 y los aportes de Ley 1955 a partir del 25 de mayo de 2019 expresados en \$/kWh requeridos para las Transferencias del Sector Eléctrico definidas en la Ley se pueden ver en la Tabla 2.

AÑO	Transferencias del Sector Eléctrico para plantas térmicas (\$/kWh)	Transferencias del Sector Eléctrico para plantas hidráulicas (\$/kWh)	Transferencias del Sector Eléctrico para FNCE (\$/kWh)
1996	0.8372	1.2558	-
1997	0.987896	1.481844	-
1998	1.14595936	1.71893904	-
1999	1.317853264	1.976779896	-
2000	1.44963859	2.174457886	-
2001	1.565609678	2.348414516	-
2002	1.659546258	2.489319387	-

2003	1.750821303	2.626231954	-
2003	1.75082	2.62623	-
2004	1.84712	2.77067	-
2005	1.93948	2.9092	-
2006	2.02676	3.04011	-
2007	2.10783	3.16171	-
2008	2.19214	3.28818	-
2009	2.30175	3.45259	-
2010	2.3708	3.55617	-
2011	2.44192	3.66286	-
2012	2.51518	3.77275	-
2013	2.59064	3.88593	-
2014	2.66835	4.00252	-
2015	2.7484	4.1226	-
2016	2.83085	4.24628	-
2017	2.91578	4.37366	-
2018-04-03	3.00325	4.50487	-
2018-04-04	3.82306	5.73459	-
2019	4.2002544	6.3003816	1.0500636

Tabla 2. Transferencias del Sector Eléctrico (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

En la Tabla 2, se observa que para el año 2018 se presentan dos valores de Transferencias del Sector Eléctrico en \$/kWh como consecuencia de la publicación en el diario oficial de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG el 4 de abril de 2018 la Resolución CREG 010 de 2018 y que mediante Radicado 2-2018-022287 del 27 de junio de 2018 (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2018) el Ministerio de Hacienda y Crédito Público establece su vigencia y aplicabilidad, determinando así a que a partir de la publicación de la mencionada Resolución, la Tarifa de Venta en Bloque requerida para el cálculo de las Transferencias del Sector Eléctrico debía ser calculada conforme a la nueva metodología.

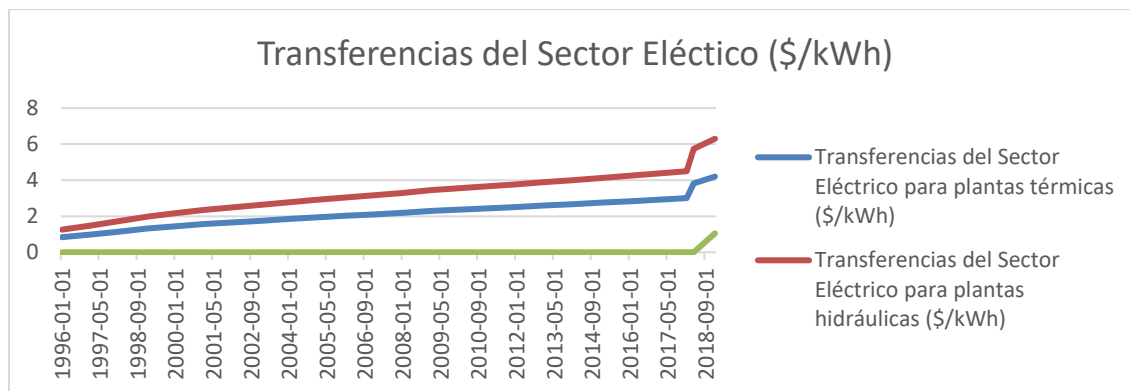


Figura 2. Transferencias del Sector Eléctrico (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Los aportes de Ley 1930 de 2018 para plantas térmicas e hidráulicas, como se evidencia en la Figura 2, venían incrementando conforme a la meta de inflación representado en un crecimiento constante tendiendo a la linealidad; posteriormente con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 010 de 2018 los aportes para generadores térmicos e hidráulicos se incrementaron sustancialmente como consecuencia de la diferencia entre los Precios Promedios Ponderados por la cantidad de energía de los contratos de largo plazo -PPC y los Costos Variables Agregados del SIN. Luego con la publicación de la Ley 1955 el 25 de mayo de 2019 se establecen los aportes de Ley 1955 para las plantas FNCE.

Ahora, la Resolución CREG 010 de 2018 determinó la nueva metodología de cálculo de la Tarifa de Venta en Bloque necesaria para la determinación de las Transferencias del Sector Eléctrico.

Esta nueva TVB será calculada como el promedio de los doce meses de la diferencia entre el PPC y los CVA de los meses comprendidos entre julio del año t-2 y junio del año t-1 aplicable al año t y calculado dentro de los últimos 7 días del mes de diciembre del año t-1, esta ventana de tiempo es determinada con la finalidad de contemplar los cinco meses siguientes al mes en que se factura y con que se dispone para realizar ajustes a la facturación mensual tal como se establece en el Artículo 10 de la Resolución CREG 084 de 2007.

El PPC es definido como “el Precio Promedio Ponderado por las cantidades de energía comprada en todos los contratos de largo plazo despachados (PPC), con excepción de los contratos con precios determinables de acuerdo a una fórmula, expresado en COP/kWh. Dicho valor será determinado a partir de las cantidades de energía y precios despachados como la relación entre las compras en contratos en COP y las compras en contratos en kWh.” *(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)*

Dentro de estos contratos se incluyen todos aquellos cuya tarifa sea corriente, es decir, el contrato mantenga su precio durante toda la vigencia del mismo y los de precios constantes, es decir, aquellos contratos cuyo precio es determinable con base en una fórmula que tiene en cuenta solo la indexación relativa a los indicadores macroeconómicos IPP o IPC.

Referente al asunto, la Comisión de regulación de Energía y Gas – CREG mediante Radicado S-2018-003954 manifiesta que “se consideran solo los contratos que dan cobertura a los precios de bolsa, es decir, tienen definido el precio con anterioridad. No se consideran aquellos contratos que no dan cobertura, es decir no tienen definido el precio con anterioridad, sino que el precio se define con una fórmula, que en muchos casos depende de los resultados del precio de bolsa. Lo anterior teniendo en cuenta que el precio de venta en bloque en sus orígenes partía de contratos de energía con precios determinados”. *(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)* Teniendo en cuenta lo anterior, existen dos tipos de contratos con precios constantes, un precio constante en términos nominales asociado a una tarifa que no varía en el tiempo y un precio constante en términos reales donde la tarifa de

mismo es dependiente a un índice macroeconómico oficial y global de precios nacionales. En este orden de ideas, los contratos producto de los mecanismos MME mencionados anteriormente y cuyo efecto directo sobre el PPC para el mes de septiembre de 2019 en pesos constantes fue una reducción de 0.02517 \$/kWh, son considerados dentro de dicho Precio Promedio Ponderado.

Por otra parte, se definen los Costos Variables Agregados – CVA establecidos como la suma de los costos ocasionados por la generación de energía eléctrica en el SIN y enlistados a continuación:

- a. Costo Equivalente Real de la Energía – CERE.
- b. Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI.
- c. Transferencias del Sector Eléctrico equivalentes y distintas a las planteadas la Ley 99 de 1993 y modificada por la Ley 1930 de 2018 establecidas como el producto de la Tarifa de Venta en Bloque vigente para tal mes y el porcentaje equivalente definido como:

$$“TVB X \%Equiv. = \frac{G_H \times 6\% + G_T \times 4\%}{G_H + G_T}”$$

Donde:

%Equiv: Porcentaje equivalente

GH: Generación hidráulica real de las plantas señaladas en la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 de 2018.

GT: Generación térmica real de las plantas señaladas en la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 de 2018.” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)

Cabe mencionar que la generación real definida en la resolución CREG 024 de 1995 hace alusión a la generación neta entregada por las plantas de generación considerando los factores de pérdidas de la transformación de la energía y considerando el descuento de la energía consumida por servicios propios de las unidades, gabinetes de control, protecciones, etc.

Adicional a lo anterior, es importante destacar que los consumos propios difieren de los consumos auxiliares y si bien la Comisión de regulación de Energía y Gas CREG mediante Concepto CREG 10080 del 2001 definió como Consumo Propio “El consumo de energía y potencia, requerido por los sistemas auxiliares de una unidad generadora o una subestación” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) y como Sistemas Auxiliares “Equipos que participan en el funcionamiento de los generadores y subestaciones, actuando en la alimentación de los equipos de mando y control de los mismos”, donde el término consumo auxiliar puede entenderse como la energía requerida por las plantas de generación para el funcionamiento de equipos y elementos ajenos al funcionamiento estricto del generador y donde en muchos casos su representación comercial frente al ASIC se encuentra a cargo del mismo agente generador, no se encuentra regulado, y en su lugar debería ser representado como una demanda comercial a cargo del agente

comercializador, acarreando así con todas las componentes conformadoras de la tarifa de usuario final.

- d. Responsabilidad del AGC definido como la suma de todo el recaudo por parte de los generadores como consecuencia de la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) dividido por sumatoria de toda la generación real de las plantas despachadas centralmente incluyendo las importaciones de energía a través de los enlaces TIE con Ecuador.
- e. ΔI nacional correspondiente al valor nacional a distribuir entre los generadores que no salieron despachados en el despacho ideal por conceptos de arranque dividido entre la generación ideal total destinada a atender la Demanda Doméstica (colombiana) incluyendo las importaciones de energía a través de los enlaces TIE con Ecuador.

En la Figura 3, a manera de información, se presentan los valores históricos de PPC desde julio del año 2016 requerido para el cálculo de la TVB, igualmente en el Anexo 13.2 se presentan cada uno de los insumos para la determinación del PPC como lo son la cantidad de energía despachada durante el mes considerada en el cálculo y el costo de dicha energía.

3.2.1 Precio Promedio Ponderado de Contratos - PPC

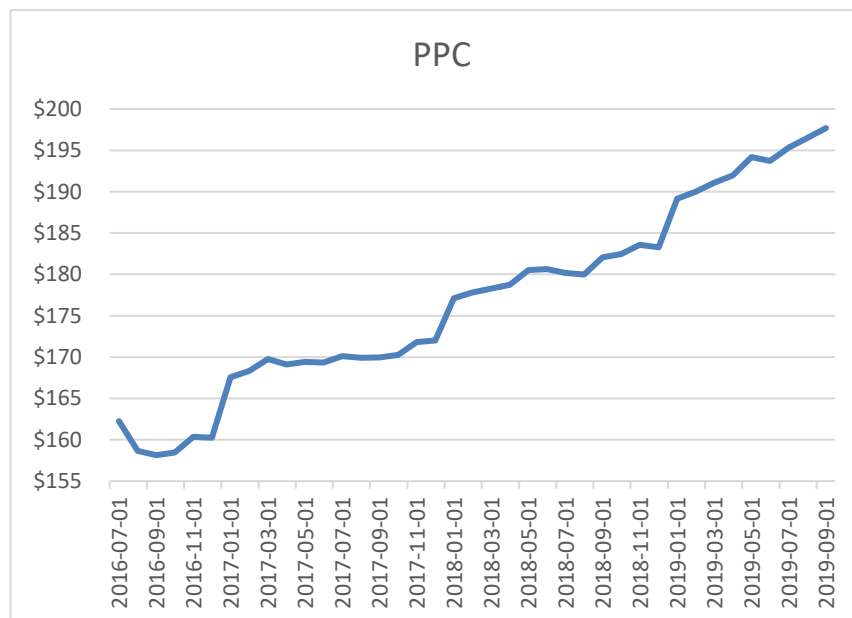


Figura 3. Valores históricos PPC (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Como se evidencia en la Figura 3, los PPC van incrementando su valor conforme pasa el tiempo, presentando un crecimiento casi constante, determinado por los elementos de indexación de los contratos y excluyendo de estos la volatilidad de la bolsa de energía.

Por otra parte, los valores históricos de CVA sustraídos del PPC y requeridos para la determinación de la TVB pueden ser consultados en el Anexo 13.3 y pueden ser observados en la Figura 4.

3.2.2 Costos Variables Agregados – CVA

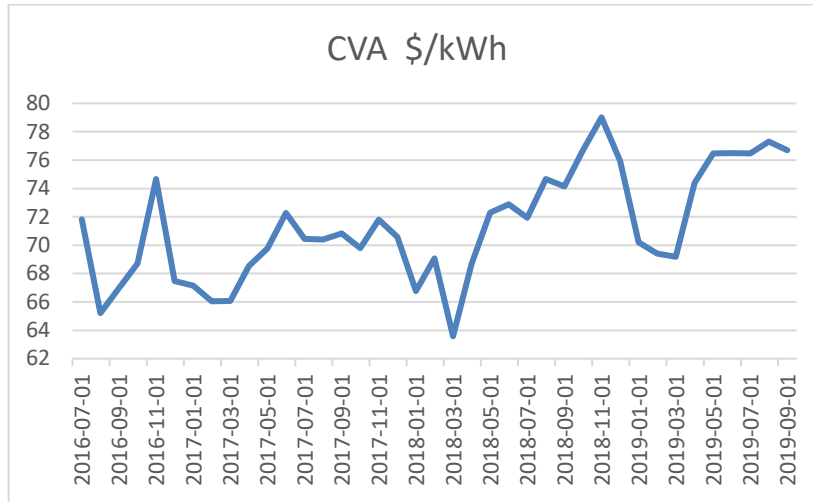


Figura 4. Valores históricos CVA (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Como se evidencia en la Figura 4, los Costos Variables Agregado son fluctuantes en el tiempo, no siguen un patrón determinado y son difíciles de pronosticar; para el mes de marzo de 2018 se presenta el valor más bajo de CVA.

3.2.2.1 Costo Equivalente Real de Energía – CERE

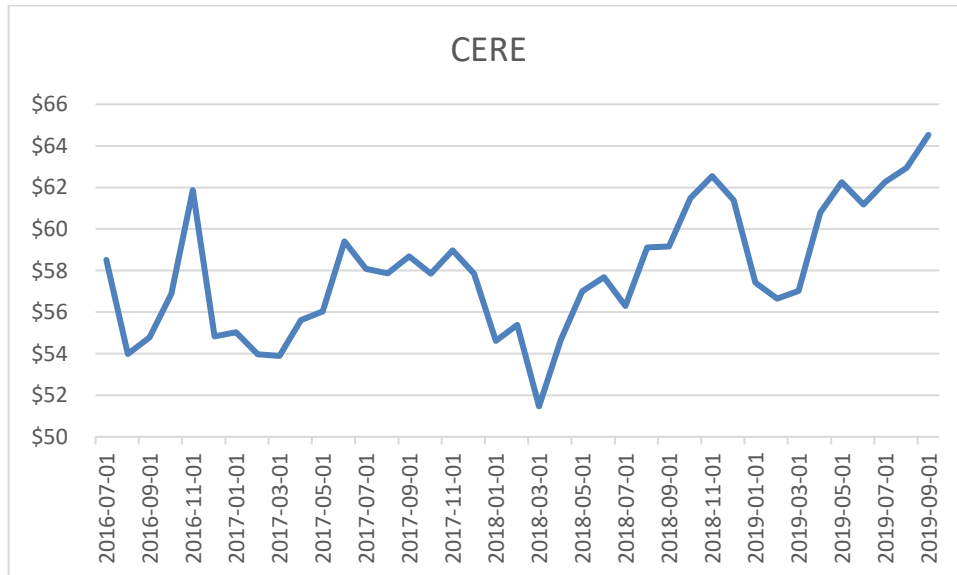


Figura 5. CERE (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Con base en la Figura 5, se observa que los valores de CERE varían generalmente entre 55 \$/kWh y 60 \$/kWh como consecuencia de la Remuneración Real Individual Total – RRIT pagada por los generadores despachados centralmente y no centralmente, descontando la porción del CERE equivalente a las exportaciones internacionales de energía -TIE.

3.2.2.2 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI

FECHA	FAZNI \$/kWh
2016-01-01	1.9
2017-01-01	1.9411
2018-01-01	2.0047
2019-01-01	2.0509

Tabla 3. FAZNI (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

En la Tabla 3 se establecen los \$/kWh que deben ser sumados dentro de los Costos Variables Agregados del SIN y establecidos conforme a lo mencionado en la Ley 1099 del 10 de noviembre del 2006 donde todos los generadores de energía eléctrica deberán pagar el producto del FAZNI en \$/kWh por la cantidad de energía vendida en la bolsa de energía mayorista. Cabe mencionar que este costo tiene vigencia anual y será actualizado usando el indicador macroeconómico Índices de Precios al Productor -IPP calculado por el Banco de la República.

3.2.2.3 Transferencias del Sector Eléctrico Equivalentes del SIN

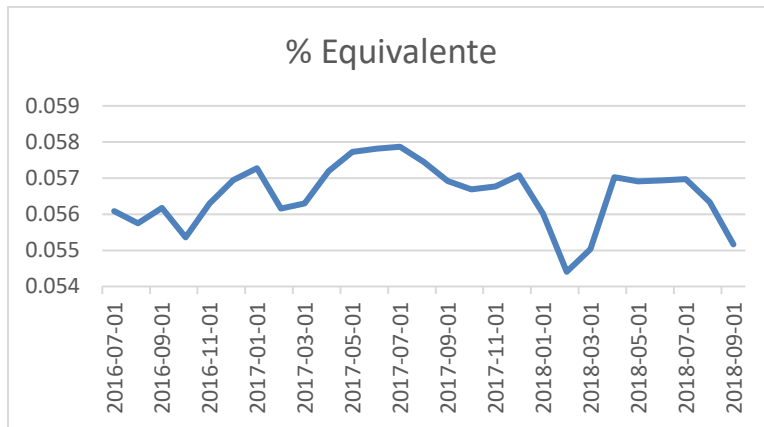


Figura 6. % Equivalente. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

En la Figura 6, se observa que el % equivalente se acerca al 6% como consecuencia de la predominancia hidráulica del país, presentándose un valor

mínimo para el mes de marzo de 2018 ocasionado por el incremento de la generación térmica.

3.2.2.3.1 Generación Total Nacional TSE

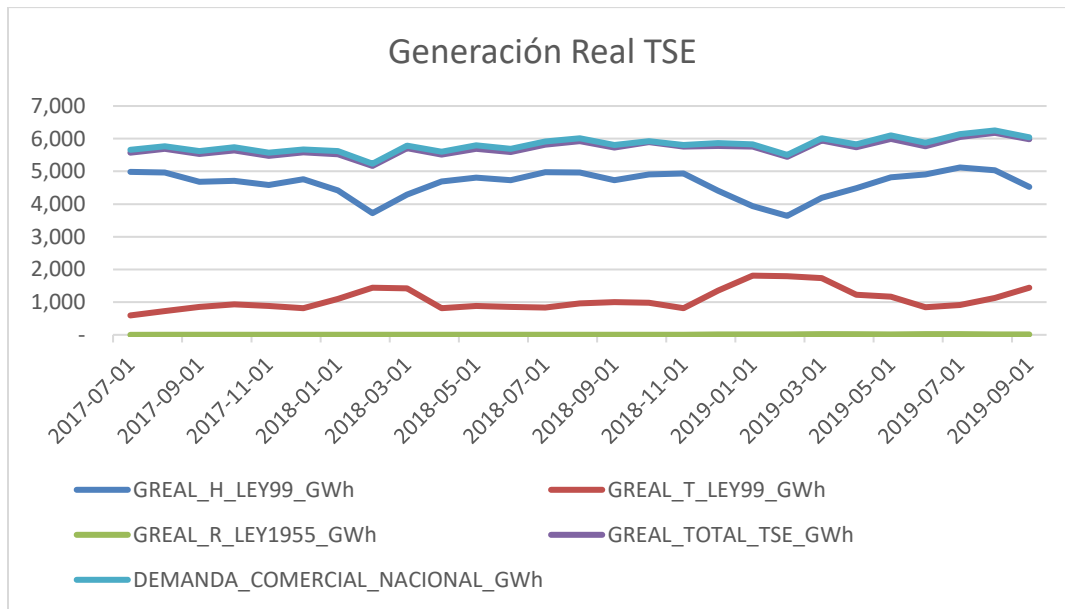


Figura 7. Generación nacional kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

La generación colombiana por sus características hídricas predominantes trae como consecuencia que gran parte de la demanda de energía eléctrica nacional sea atendida por el parque hídrico, situación evidenciada en la Figura 7, pues bien, se observa que la generación nacional total oscila conforme a la generación hidráulica nacional y apenas se ve afectada por la generación no convencional térmica nacional. En este orden de ideas, en la Figura 7, se evidencia que la magnitud mayor de % equivalente se produce justo para los meses donde la generación hidráulica es mayor.

3.2.2.4 Responsabilidad Comercial -AGC

Los valores de Responsabilidad del AGC calculados como la suma del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) dividido la generación real despachada centralmente se presentan en la Figura 8.

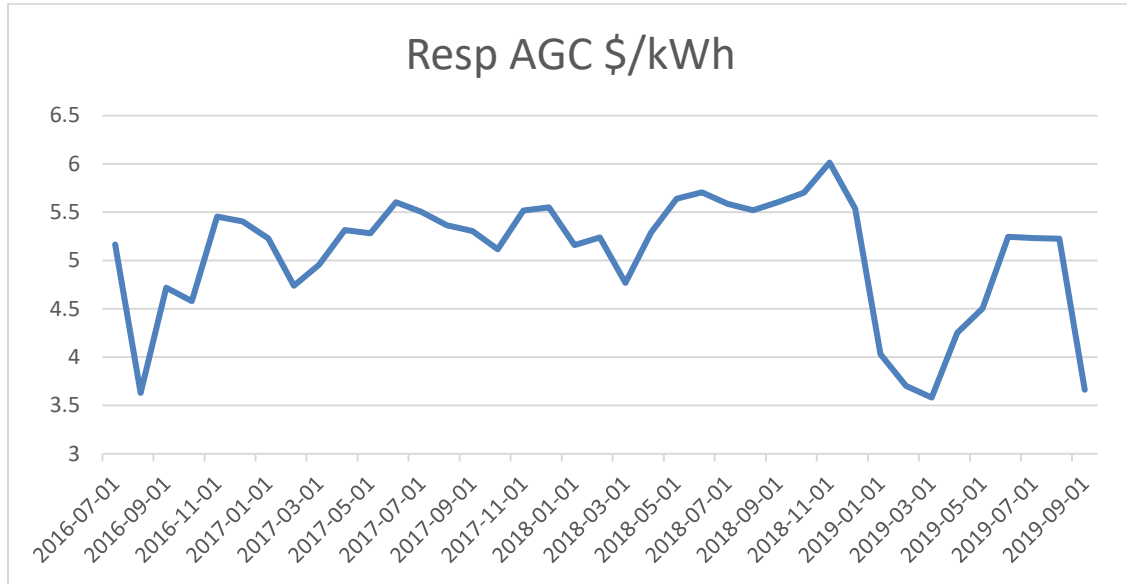


Figura 8. Responsabilidad Comercial -AGC \$/kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Los valores de Responsabilidad Comercial -AGC, como se evidencia en Figura 8, son fluctuantes en el tiempo, no siguen un patrón determinado y son difíciles de pronosticar; para el mes de agosto de 2016 se presenta el valor más bajo. El comportamiento de la Responsabilidad Comercial -AGC se relaciona en mayor proporción al valor a cargo de los generadores por servicio de AGC.

3.2.2.4.1 Valor a cargo de los generadores por servicio AGC

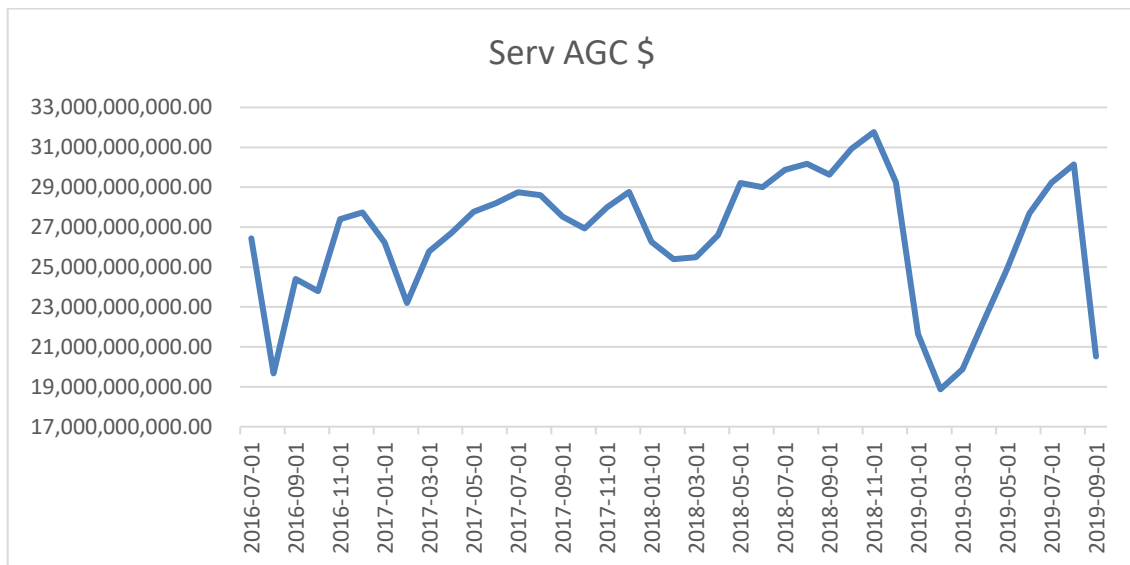


Figura 9. Comportamiento histórico servicio AGC \$/kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Comparando la Figura 8 con la Figura 9, se tiene que el valor del Servicio Comercial -AGC determina en su mayor proporción el comportamiento de la Responsabilidad Comercial -AGC, siguiendo un comportamiento histórico similar.

3.2.2.4.2 Generación real despachada centralmente

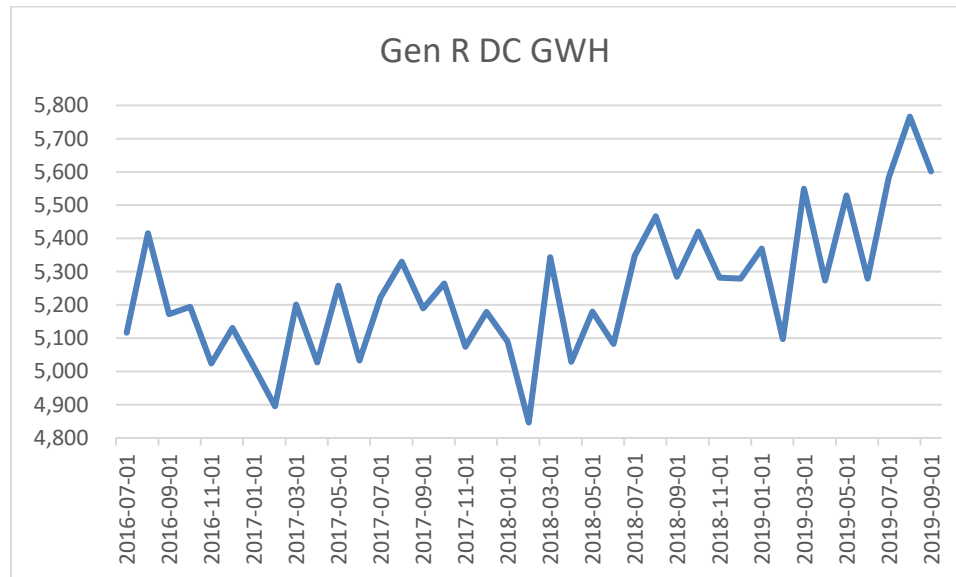


Figura 10. Generación real DC kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

Este valor se determina considerando la generación de las plantas con capacidad efectiva neta mayor o igual a 20 MW y aquellas cuya capacidad efectiva neta se encuentre entre 10 MW y 20 MW y estas han decidido hacer parte del despacho central o aquellas que basadas en la regulación vigente hayan accedido al despacho central y estas han decidido hacer parte del despacho central. Se observa en la Figura 10, que el cambio más grande se refleja entre febrero y marzo del año 2018, con un delta de 497 GWh.

3.2.2.5 Delta I nacional

El ΔI nacional graficado en la Figura 11 y calculado como la división entre el valor nacional a distribuir entre los generadores por conceptos de arranque, dividido entre la generación ideal total destinada a atender la Demanda de Colombia alcanzó su mayor valor para noviembre de 2018.

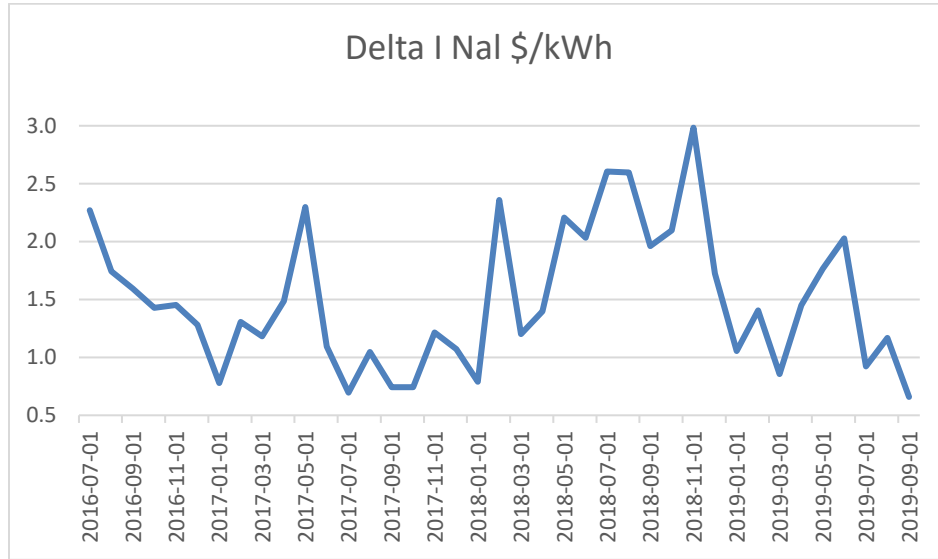


Figura 11. Delta I nacional \$/kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

3.2.2.5.1 Valor a Distribuir de Arranque -VDA

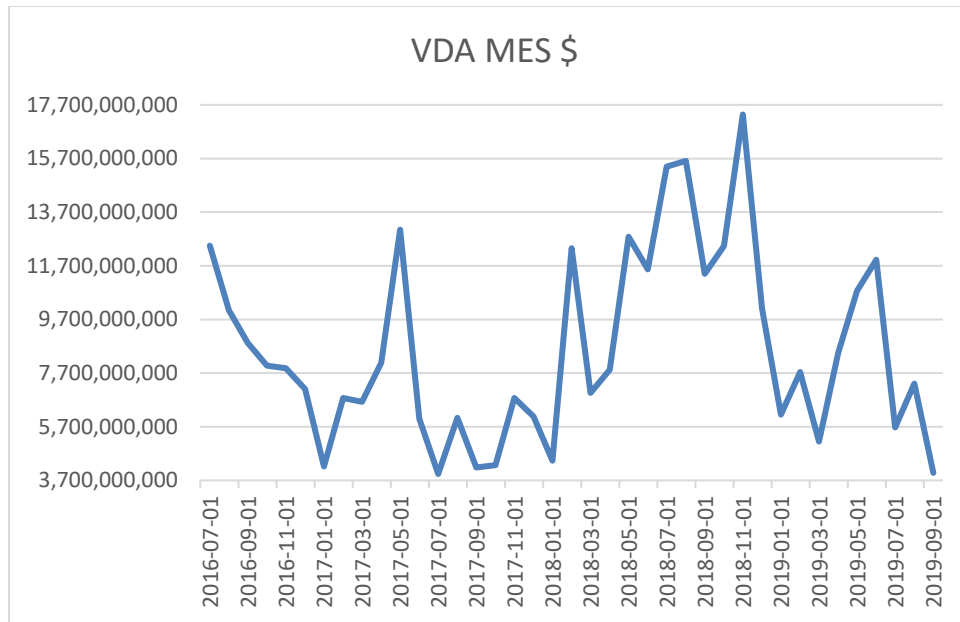


Figura 12. VDA \$. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

El Valor para Distribuir de Arranque -VDA de la Figura 12 es equivalente al valor a recaudar por conceptos de arranque de los recursos térmicos, como consecuencia de los costos de arranque de las unidades en el despacho ideal que no fueron cubiertos mediante el delta conformador del precio de bolsa y repartidos entre todos los recursos despachados idealmente a prorrata de su generación ideal, predomina

sobre la generación ideal, determinando así el comportamiento general del delta I nacional.

3.2.2.5.2 Generación ideal

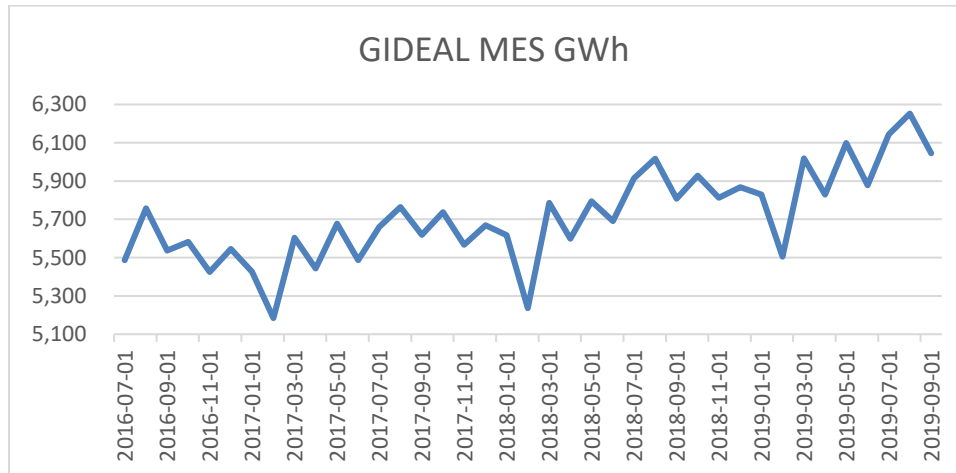


Figura 13. Generación ideal kWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

La generación ideal de la Figura 13, corresponde a la cantidad de energía en GWh determinada a través del despacho ideal realizado el día posterior a la operación donde se incluyen únicamente las restricciones técnicas de los generadores, precios de arranque y precios de oferta.

3.3 Conclusiones de sección

El modelo de las Transferencias del Sector Eléctrico en su concepción misma es un esquema bien implementado, donde se busca la preservación del medio ambiente y darles un papel relevante a los actores encargados, prevaleciendo la conservación del medio ambiente; es por lo anterior que ante la solicitud de ASOCARS de establecer un nuevo esquema de determinación de la Tarifa de Venta en Bloque el regulador fue receptivo dando prioridad a lo importante. En este mismo orden de ideas, es evidente que el regulador se encuentra alineado con el legislador y con los incentivos a las FNCE como es de esperarse en materia de las TSE, buscando siempre la preservación e inclusión de fuentes de energías renovables al SIN, estableciendo en un porcentaje mínimo mientras se alcanza un valor esperado, el valor en \$/kWh que estas últimas deben transferir. Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, deberá expedir la regulación necesaria para que el literal c del numeral ii) contenido en el artículo 1 de la Resolución CREG 010 de 2018 puedan ser incluidas aquellas plantas cuyas fuentes sean no convencionales si es el caso o para que las excluya totalmente del mismo, esto teniendo en cuenta, que de incluirlas en el cálculo, la Tarifa de Venta en Bloque -TVB incrementaría en consideración a lo regulado actualmente como consecuencia de una disminución de los Costos Variables Agregados del SIN -CVA por efecto en la disminución en el porcentaje equivalente -%equiv.

4. REVISIÓN DE LITERATURA

La Contraloría General de la República mediante el documento denominado Economía Colombiana realizó una evaluación de las transferencias del sector eléctrico a las CAR y a los municipios; esta última en conjunto con la Fiscalía General de la Nación y la Procuraduría General de la Nación, investigaron a las Corporaciones Autónomas Regionales por destinación de recursos provenientes de las Transferencias del Sector Eléctrico- TSE a actividades diferentes a la preservación y conformación del medio ambiente, tal y como lo establece la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 de 2018.

El texto plantea que las TSE es una de las mayores rentas con las que cuentan las CAR y que estos recursos tienen que ser destinados únicamente a la preservación del medio ambiente.

El objetivo primordial de las mencionadas leyes es responsabilizar a los generadores involucrados en la afectación del medio ambiente a través de instrumentos administrativos y económicos, como consecuencia de esta responsabilidad, **las 33 CAR establecidas en el Artículo 33 de la conocida Ley ambiental, recaudan su tercera principal fuente de ingresos, alcanzando el 7.7% de sus ingresos brutos**, cifra no despreciable y con un impacto positivo sobre el medio ambiente y comunidades cercanas. Entre las CAR con más ingresos se estableció Cornare cuya área de influencia es el departamento antioqueño, seguido por Corpoguajira, CRA y Corpoguvio respectivamente.

Adicional a lo anterior, se continúan presentando dificultades relacionadas con la baja capacidad tecnológica, técnica y operativa de las CAR en cuanto a información cartográfica exacta que permita determinar con precisión las TSE por jurisdicción territorial.

La Contraloría General de la República manifiesta algo importante a lo que se le debe prestar atención y es que en cuando a la organización de las cuencas aportantes el país no cuenta con un ordenamiento territorial como consecuencia de las diferencias de intereses entre las distintas administraciones; por dicha razón el enfoque ha estado en las cuentas de menor dimensión conocidas como microcuencas, situación no tan positiva dado que lo requerido es ajustar las TSE a la realidad ambiental nacional.

En cuanto a los municipios, se tiene que 191 municipios reportados por la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOLGEN reciben TSE como consecuencia de la generación presente en sus territorios y 14 no salieron beneficiados de las mismas por manifestar no presentar generación térmica e hidráulicas en sus territorios; entre los municipios con mayor valor de TSE se encuentran San Carlos en Antioquia, Buenaventura en el Valle del Cauca y Carolina del Príncipe en Antioquia. (*Contraloría General de la República, 2018*) (J. Andrés, Henao, & Diego Vélez Gómez, 2015) (Ambiente Y Desarrollo Sostenible & Duque Márquez Presidente La República Ricardo José Lozano Picón Ministro De

Ambiente Y Desarrollo Sostenible Roberto Mario Esmeral Berrio Viceministro De Ordenamiento Ambiental Y Sina, 2017)
(Johan Andrés Velez Henao; Luis Diego Velez Gómez, 2015)

El 07 de mayo de 2019, se solicitó al Instituto Geográfico Agustín Codazzi la información donde se relacionara los municipios y departamentos donde presentan jurisdicción cada una de las CAR, a lo que manifestaron que la información es competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, donde este último manifestó que en conjunto con las Corporaciones Autónomas Regionales vienen trabajando en la construcción de las capas que permitan generar un mapa de jurisdicciones que será publicado oficialmente en el Sistema de Información Ambiental de Colombia -SIAC.

4.1 Otros países

La organización para la Cooperación y Desarrollo Económico -OCDE es una organización con sesenta (60) años de experiencia, de carácter mundial y encargada de diseñar políticas buscando igualdad, apertura, oportunidades y una mejor calidad de vida para todas las personas.

La OCDE en colaboración con todos los gobiernos pertenecientes, establecen estándares internacionales proponiendo así soluciones a los distintos problemas mundiales, dentro de los que se destacan temas de políticas públicas, temas económicos y en temas objeto de este estudio como lo son los temas medioambientales.

Dentro de los países pertenecientes, encontramos a Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, Corea, Dinamarca, Eslovenia, España, Estados Unidos, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Israel, Italia, Japón, Letonia, Lituania, Luxemburgo, México, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza y Turquía y algunos candidatos a ingresar como lo son Colombia y Costa Rica. (*Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico -OCDE, 2019*)

La OCDE determina el sector de la energía como un sector clave donde se deben llevar a cabo acciones concretas con miras al daño ambiental previsto para el año 2030, manifestando que el uso de combustibles fósiles es la principal fuente de emisiones de bióxido de Carbono siendo así el principal causante del efecto invernadero y por ende del cambio climático, situación que coloca al sector de generación de energía eléctrica dentro del radar y lo establece como uno de los sectores donde más acciones hay que desarrollar en materia ambiental. Se prevé que las emisiones mundiales de bióxido de carbono como consecuencia del uso de la energía aumentarán en el 52% para el año 2030 mientras que el consumo de nitrógeno y azufre tenderán a la estabilidad (*Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico -OCDE, 2019*), inclusive a reducir, y manifiesta que actualmente son prioritarias políticas nacionales enfocadas a incentivar el uso de la energía renovable, procesos no convencionales y reducir al máximo el consumo de combustibles fósiles en procesos de generación de energía eléctrica, situación en la que Colombia se encuentra

realizando un esfuerzo grande en materia de regulación y políticas, donde por ejemplo se destacan las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 098 de 2019.

Algo importante que establece la OCDE en materia de generación de energía eléctrica es que la asignación de precios a la energía debe reflejar los costos de carbono, es decir, que el precio de bolsa de la energía deberá reflejar el costo de este último, situación que en Colombia puede cumplirse parcialmente, pues si bien la Resolución CREG 102 del 2006 establece que ningún precio de oferta de la energía por parte de un generador podrá ser en ningún momento inferior a la prima del cargo por confiabilidad -CERE incrementado por el FAZNI, esta no establece que deban considerarse los costos de aportes a las Transferencias del Sector Eléctrico -TSE en \$/kWh conocidos como aportes Ley 1930 de 2018, a pesar de que a libre albedrío en algunos casos son considerados por los generadores. Si bien cuando una planta térmica, hidráulica y ahora las FNCE podrían reconciliar positiva o negativamente según el caso, estas están recaudando o entregando los costos asociados a esa generación, costos que en ese orden de ideas están considerando los aportes de Ley 1930 de 2018 y 1955 de 2019; situación distinta ocurre con las ventas o compras de la energía en la bolsa puesto que estos podrían o no tener asociados dichos aportes.

Dado lo anterior, la OCDE manifiesta que “se requieren urgentemente políticas que fomenten medidas costo-efectivas de eficiencia energética para edificios, transporte y generación de electricidad, sobre todo en las economías de rápido crecimiento, en donde la infraestructura que hoy en día se está instalando durará por muchas décadas” (*Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico -OCDE, 2008*), y si se analiza el contexto Colombiano, las TSE de que trata este documento a pesar de la cantidad de años que lleva vigente la ley, esta sigue siendo una herramienta provechosa en materia ambiental, tanto así que ha sido recreada en el último año para nuevas tecnologías (FNCE).

Continuando con la idea anterior y buscando esquemas similares al colombiano con las TSE, tenemos que Finlandia fue el primer país que estableció un impuesto al carbón hasta llegar a establecer un cargo a la generación de energía eléctrica en plantas nucleares con la finalidad de manejar los residuos radioactivos y mitigar los impactos ambientales. Para el caso de Noruega se grabó un impuesto a los aceites minerales, carbón, coque y gas destinados a la producción de energía eléctrica. En Suecia se presentó una reducción del 50% de los impuestos al consumo de energía para el uso industrial, sin embargo, existen impuestos con fines ambientales relacionados con la producción y consumo de energía. (*Fuentes & Jiménez, n.d.*)

En Dinamarca, por ejemplo, se mantiene vigente un impuesto al dióxido de carbono emitido por la quema de combustibles y un impuesto a la energía eléctrica que evoluciona constantemente en el tiempo. En Francia y en los Países Bajos se mantiene vigente un impuesto sobre emisiones que abarca el sistema eléctrico, unificado con el impuesto a la contaminación del aire, residuos domésticos, ruido, aceites y materiales industriales resultantes de la producción. En Alemania se

estimula el ahorro de la energía con la finalidad de reducir emisiones de dióxido de carbono mediante un impuesto a la electricidad y a los aceites minerales que mantienen su incremento progresivamente. En Italia se encuentra vigente un impuesto al consumo de carbón, a coque de petróleo y al asfalto natural implementados en la generación de energía térmica. (Fuentes & Jiménez, n.d.)

En Suiza, si bien existe un impuesto a los derivados ultraligeros del petróleo con destino a la calefacción, no se evidencian impuestos ambientales en materia de generación de energía eléctrica. En el Reino Unido se presentan impuestos a los combustibles y se estableció un impuesto gravable al uso de la energía y al sector público con destino a la reducción del cambio climático. En España existen gravámenes verdes al consumo de energía y a la energía nuclear, mas no a la generación de energía eléctrica. (Fuentes & Jiménez, n.d.)

Dado todo lo anterior, es claro que las políticas de conservación ambiental y reducción de la huella de carbono van encaminadas hacia la idea de que quien sea el causante de la contaminación es quien debe pagar, situaciones que son avaladas por la Unión Europea y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico -OCDE, situación que habla directamente con el marco legal colombiano en materia de Transferencias del Sector Eléctrico -TSE.

Algo importante que manifiestan los organismos mencionados antes, es que indudablemente los impuestos en materia ambiental no deben entrar a sustituir la regulación, sino que por el contrario deben complementarse donde países como Finlandia, Dinamarca, Noruega y España clasificaron los impuestos verdes en tres grandes grupos, el primer grupo que es parecido al modelo TSE colombiano, son los tributos verdes, clasificados como medidas enfocadas a la corrección y que resultan ser menos costosas que la alternativa segunda; este primer grupo se encuentra enfocado a lo manifestado anteriormente, en que el causante del perjuicio debe ser quien debe asumir los costos. El segundo grupo se refiere a los depósitos reembolsables y el tercer grupo está relacionado con las emisiones permitidas a través de subastas donde se establece un nivel máximo permisible y donde los excedentes de derechos de emisión podrán ser vendidos; dentro de este último grupo se encuentran países como Estados Unidos e Inglaterra. (Fuentes & Jiménez, n.d.)

Con miras al futuro cercano, en España se pretende reformar el impuesto a la electricidad a similitud de Francia y Alemania, de tal manera que este deje de ser un impuesto al precio de la energía y pase a ser un impuesto al consumo de la misma, esto dado que es una política beneficiosa para los grandes consumidores que tienen la posibilidad de negociar sus precios, a diferencia de los consumidores regulados que deben pagar este precio independientemente del consumo asociado. (Greenpeace, 2019)

Para el caso de América Latina se tiene que para México y Chile se presentan impuestos para el consumo de combustibles donde podrían estar incluidos los generadores de energía eléctrica. Para Chile en particular se presenta un impuesto similar a las Transferencias del Sector Eléctrico establecido en el Artículo 8 de la

Ley 20.780 donde se establece un impuesto anual por emisiones de gases de efecto invernadero producidos por personas naturales o jurídicas a través de calderas o turbinas cuya potencia activa sea mayor o igual a 50 MW. (*Biblioteca del Congreso Nacional de Chile BCN, 2018*) (Bedoya, 2017) (Zabala, 2016) (Isaac Dyner; Carlos Mario Zapata; Mónica Marcela Zuluaga, 2005) (Ezcurra, 2010)

4.2 Conclusiones de sección

Las Transferencias del Sector Eléctrico -TSE tienen como objetivo primordial responsabilizar a los generadores de energía eléctrica por los distintos impactos ambientales que estos puedan generar al cumplir la naturaleza de sus actividades teniendo en cuenta que tal como lo manifestó la Contraloría General de la República, estos recursos no siempre son destinados a los fines establecidos por la ley. Adicional a esto, se evidencia la poca capacidad tecnológica de las CAR en cuanto a información cartográfica confiable y exacta que permita determinar con precisión la destinación de estos recursos.

En este orden de ideas, es importante resaltar que Colombia presenta serios problemas con los beneficiarios de dichas transferencias, pues si bien el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible viene trabajando de la mano con las CAR en la construcción de las capas que permitan establecer jurisdicciones territoriales, hasta el momento no se cuenta con dicha información, lo que puede generar irregularidades en las contribuciones.

En materia de TSE en los distintos países del mundo, se evidencia que el esquema colombiano no está presente en alguno, si bien los distintos países tienen sus propios esquemas con miras a la preservación del medio ambiente, ninguno es comparable en su totalidad con el establecido en este documento, presentándose la mayor similitud con el esquema de contribuciones chileno.

5. OBJETIVOS

5.1 General

Evaluar el comportamiento de las Transferencias del Sector Eléctrico -TSE bajo el esquema establecido en la Resolución CREG 010 de 2018.

5.2 Específicos

- Establecer indicadores que permitan conocer las características de las Transferencias del Sector Eléctrico y así determinar su comportamiento y evolución en el tiempo.
- Desarrollar un modelo de simulación que evalúe el efecto de las variables establecidas en la Resolución CREG 010 de 2018 sobre las TSE.
- Evaluar diferentes escenarios en las TSE teniendo en cuenta la situación energética nacional y la Tarifa de Venta en Bloque - TVB.

5.3 Metodología

Construir un modelo de simulación para determinar el comportamiento de las Transferencias del Sector Eléctrico, clasificando las variables más relevantes en el resultado final y determinando escenarios históricos y futuros que conlleven a poder conocer el comportamiento de estas a corto y mediano plazo. Así las cosas, se pretende comenzar por la determinación del Precio Promedio Ponderado por las cantidades de energía de los contratos de largo plazo cuya tarifa no depende de una fórmula – PPC, para luego dar lugar a los Costos Variables Agregados del SIN – CVA, y por último, determinar el comportamiento de la Tarifa de Venta en Bloque requerida para el cálculo de las Transferencias del Sector Eléctrico - TSE.

El regulador se encuentra alineado con el legislador y con los incentivos a las FNCE como es de esperarse en materia de las TSE, buscando siempre la preservación e inclusión de fuentes de energías renovables al SIN, estableciendo en un porcentaje mínimo mientras se alcanza un valor esperado, el valor en \$/kWh que estas últimas deben transferir.

6. MODELO PARA LA EVALUACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO BAJO EL ESQUEMA DE RESOLUCIÓN CREG 010 DE 2018

6.1 Generalidades

Se construye un modelo de simulación que permite determinar el comportamiento de la Tarifa de Venta en Bloque y todas y cada una de las variables requeridas para la determinación de las Transferencias del Sector Eléctrico -TSE en \$/kWh y en \$, conforme a lo establecido en las leyes nacionales de Colombia y las resoluciones CREG vigentes a la fecha, donde se incluyó el cambio de metodología establecido en la Resolución CREG 010 de 2018 y simulado para un horizonte de tiempo comprendido entre el año 2019 y 2035. El rango de tiempo del modelo se determinó teniendo en cuenta la dinámica regulatoria nacional y el tiempo de madurez de los mercados de energía eléctrica, así, se estableció un rango donde pueda evaluarse un comportamiento a futuro, que considere el cambio progresivo de las tecnológicas y de los impactos ambientales. Se considera un horizonte de diez y seis años (16) como un tiempo prudente de simulación si se tiene en cuenta que la Ley 99 de 1993 cumplirá 27 años, que la Resolución CREG 010 de 2018 cumplirá su segundo año el 4 de abril de 2020 y que la UPME tiene registros de proyectos de generación de energía eléctrica hasta el año 2029.

Este modelo busca otorgar una visión a futuro de como estarán (en **pesos constantes a septiembre de 2019** con base en el **Índice de Precios al Consumidor -IPC**) todas y cada una de las variables requeridas para el cálculo y otras variables que se determinan a partir de la TVB y que tienen injerencia directa sobre los precios de oferta de los generadores y por ende sobre el Mercado de Energía Mayorista -MEM. Dentro de las variables modeladas y simuladas, tenemos:

6.1.1 Precio Promedio Ponderado por las Cantidades de Energía Comprada en todos Contratos de Largo Plazo Despachados con excepción de aquellos cuyos precios sean determinados de acuerdo a una fórmula-PPC

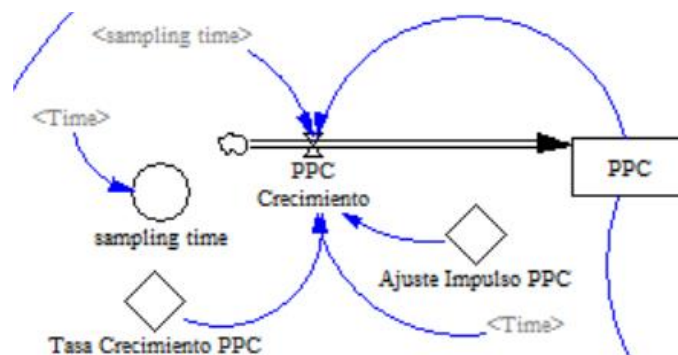


Figura 14. Modelo PPC.

Se determinó el PPC de la Figura 14, con una función de crecimiento constante reflejado a través de una tasa de crecimiento de 0.0183344, calculada conforme al comportamiento histórico de este último, basado en el promedio de su cambio anual considerando la ventana de tiempo entre julio del año t-2 y junio del año t-1. Igualmente se incluyen un “sampling time” con la finalidad de hacer variar el PPC de manera anual y un “Ajuste Impulso PPC” que hace incrementarlo en las proporciones reales anuales.

$$PPC = \text{Ajuste Impulso PPC} * PPC * \text{Tasa Crecimiento PPC}$$

Ecuación 1. Ecuación PPC.

6.1.2 Costos Variables Agregados -CVA

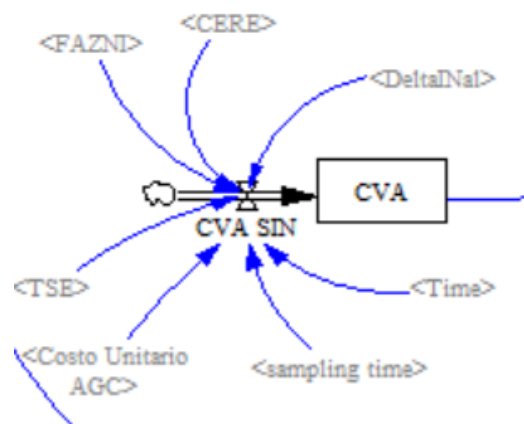


Figura 15. Modelo CVA.

Se determinó el CVA de la Figura 15, como la suma de las cinco variables establecidas en Resolución CREG 010 de 2018 afectado por la variable “sampling time” con la finalidad de hacer variar los CVA de manera anual que pueda ser sustraída del PPC.

$$CVA = CERE + FAZNI + TSE + \text{Costo Unitario AGC} + \text{DeltaNal}$$

Ecuación 2. Ecuación CVA.

6.1.3 Tarifa de Venta en Bloque -TVB

La TVB vigente para el año t, e incrementado anualmente, se determinó como la diferencia entre el PPC y el CVA, calculados conforme se manifestó anteriormente y evidenciado en la Figura 16.

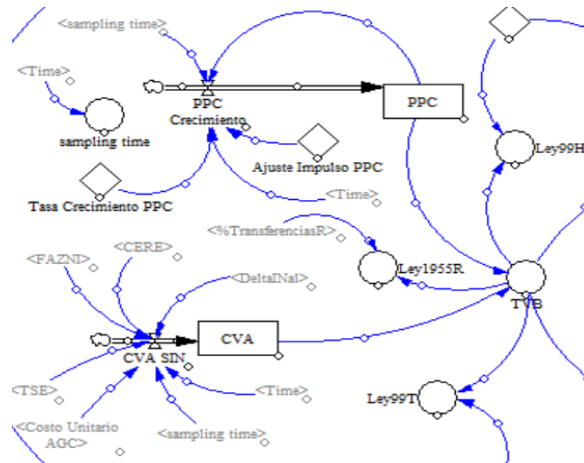


Figura 16. Modelo TVB.

$$TVB = PPC - CVA$$

Ecuación 3. Ecuación TVB.

6.1.4 Transferencias del Sector Eléctrico \$/kWh -TSE

La TSE requerida para la determinación del CVA como se evidencia en la Figura 17, es el resultado de la multiplicación de la Tarifa de Venta en Bloque – TVB definida en el punto anterior, por el % equivalente, que en términos generales, determina a través de una prorrata entre la generación térmica e hidráulica, que porcentaje de la TVB asumida por los generadores de energía, será considerada dentro de los Costos Variables Agregados, es decir, los costos de TSE asumidos por los agentes generadores son descontados de las próximas transferencias vigentes en el año t; de cierta forma se busca mantener una correlación entre la TVB vigente y los Costos Variables Agregados y reflejado como un ciclo de balance.

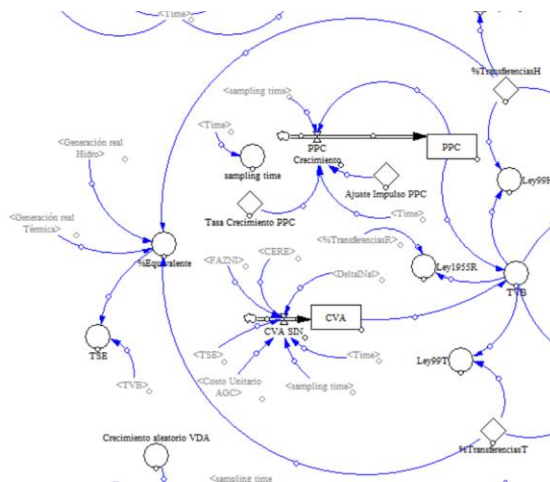


Figura 17. Modelo TSE \$/kWh.

$$\%Equivalente = ((Generación\ real\ Hidro * \%TransferenciasH) + (Generación\ real\ Térmica * \%TransferenciasT)) / (Generación\ real\ Hidro + Generación\ real\ Térmica)$$

Ecuación 4. Ecuación %Equivalente.

Es importante mencionar dos situaciones, la primera es que dentro de la componente TSE no se incluye la generación a través de FNCE establecidas en la Ley 1955 de 2019, situación que deberá ser regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas; la segunda situación es que en el esquema de las TSE se presenta un ciclo de balance entre las TSE, la TVB y los CVA cuya finalidad última es mantener la correlación entre los Costos Variables Agregados -CVA y la Tarifa de Venta en Bloque tal como se evidencia en la Figura 18.

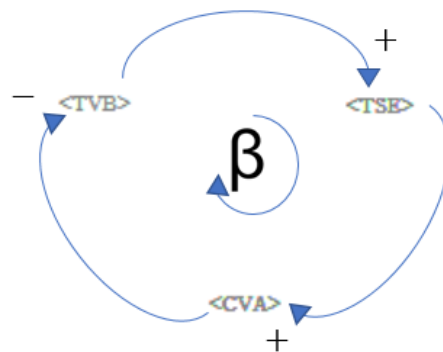


Figura 18. Ciclo de balance. (Sterman, 2000)

$$TSE = TVB * \%Equivalente$$

Ecuación 5. . Ecuación TSE \$/kWh.

6.1.5 Costo Equivalente Real de la Energía -CERE

El Costo Equivalente Real de la Energía -CERE establecido en la Resolución CREG 049 de 2018 se evidencia en la Figura 19, como el costo unitario producto del valor a recaudar por concepto de la Remuneración Real Individual Total -RRT dividido por la manera y magnitudes que se debe recaudar; en este orden de ideas, el CERE puede oscilar en el tiempo y no cumplir con un parámetro de comportamiento tal como se manifiesta en la sesión 4.2.2.1. Dado lo anterior, se modela el CERE como un valor aleatorio mensual con un crecimiento aleatorio, una tasa de crecimiento del 10 % y un valor inicial de 55.6524 \$/kWh equivalente al CERE de junio de 2018 llevado a pesos constantes a septiembre de 2019 a través del IPC.

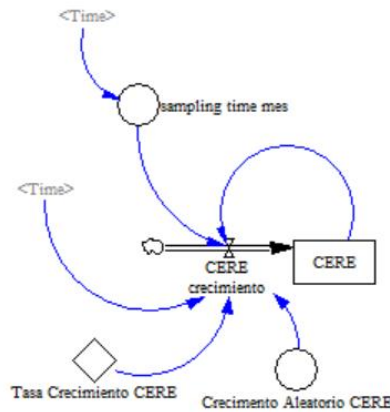


Figura 19. Modelo CERE.

$$CERE = Crecimiento Aleatorio CERE * CERE * Tasa Crecimiento CERE$$

Ecuación 6. Ecuación CERE.

6.1.6 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas -FAZNI

El FAZNI de la Figura 20, es actualizado anualmente con el Índice de Precios al Productor -IPP conforme a lo establecido en la Ley 1099 del 10 de noviembre de 2006 y llevado a pesos constantes de septiembre de 2019 usando el Índice de Precios al Consumidor -IPC; dado lo anterior, y revisando el cambio anual, se establece una tasa de crecimiento del 3%.

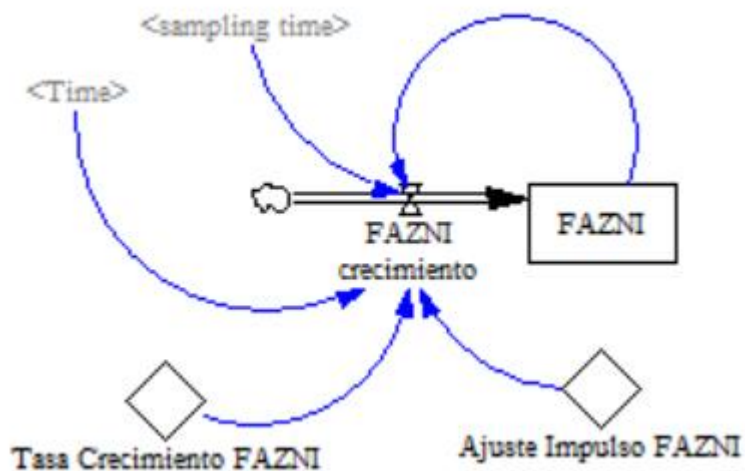


Figura 20. Modelo FAZNI.

$$FAZNI = Ajuste Impulso FAZNI * FAZNI * Tasa Crecimiento FAZNI$$

Ecuación 7. Ecuación FAZNI.

6.1.7 Costo Unitario Responsabilidad Comercial AGC - CURAGC

El costo unitario de Responsabilidad Comercial AGC- CURAGC presentado en la Figura 21, contiene una componente aleatoria, conforme a lo establecido en la sección 3.2.2.4 relacionada con el valor en \$ del servicio de AGC prestado por los generadores despachados centralmente y dividido entre la generación real despachada centralmente convertida de MWh a kWh.

$$ServAGC = \text{Crecimiento Aleatorio RAGC} * \text{ResponsabilidadCAGC} * \text{Tasa crecimiento CAGC}$$

Ecuación 8. Ecuación Servicio AGC.

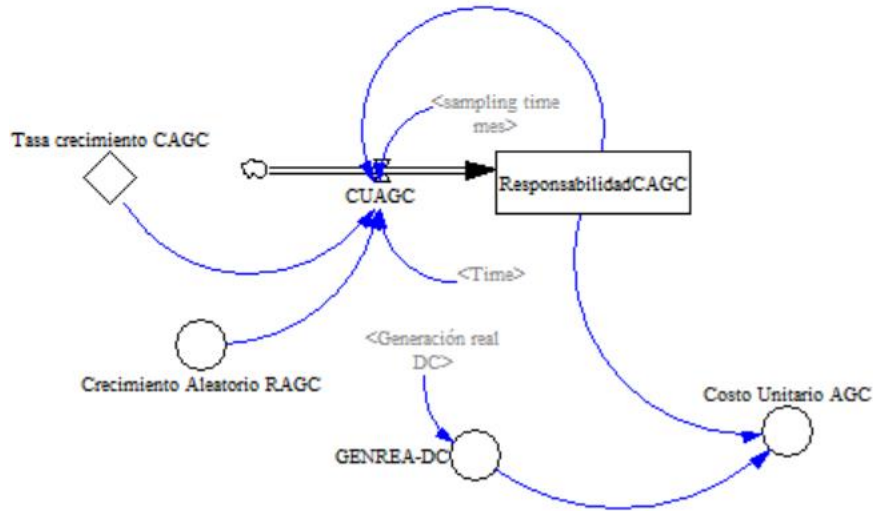


Figura 21. Modelo CURAGC

La Responsabilidad Comercial -AGC en \$ modelado en la Figura 21, agregado como la suma del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (Automatic Generation Control -AGC) no cumple con un parámetro de comportamiento, por el contrario presenta un comportamiento oscilatorio en el tiempo; en este orden de ideas, se modela la Responsabilidad Comercial -AGC como un valor aleatorio mensual con un crecimiento aleatorio, una tasa de crecimiento del 28,6606% y un valor inicial de 2.90794e+10 \$ correspondiente al promedio aritmético de los meses comprendidos entre junio del año t-1 (2018) y julio del año t-2 (2019) llevado a pesos constantes a septiembre de 2019 a través del IPC.

$$CURAGC = \text{ResponsabilidadCAGC} / \text{GENREA-DC}$$

Ecuación 9. Ecuación CURAGC.

6.1.8 Delta I Nacional

El ΔI nacional de la Figura 22, es modelado como la división entre un valor aleatorio mensual por concepto de arranques y paradas -VDA de las plantas térmicas, con una tasa de crecimiento de 0.58 resultado del promedio de crecimiento anual de los últimos tres (3) años relacionado a los meses de julio del año t-2 y junio del año t-1 y un valor inicial de 7.63845e+09 llevado a pesos constantes a septiembre de 2019 a través del IPC y calculado como el promedio aritmético de los meses comprendidos entre julio del año t-2 y junio del año t-1 y la generación ideal nacional necesaria para atender la demanda total doméstica definida en la Resolución CREG 051 de 2009 y 086 de 2009.

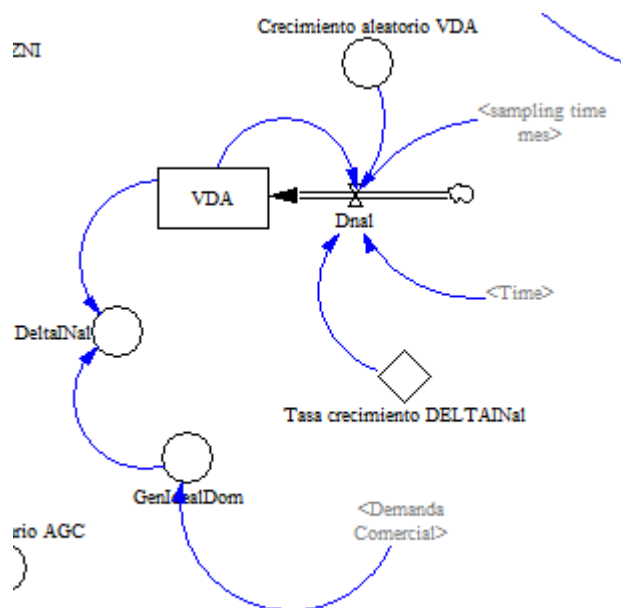


Figura 22. Modelo ΔI nacional.

$$VDA = \text{Crecimiento aleatorio VDA} * VDA * \text{Tasa crecimiento DELTAINal}$$

Ecuación 10. Ecuación VDA.

El valor a Distribuir por conceptos de Arranque y Parada de las unidades térmicas -VDA modelado en la Figura 22, son aquellos costos provenientes de la operación en tiempo real del SIN, que no fueron remunerados a través de los deltas del precio de bolsa nacional proveniente del Despacho ideal, es decir, que todas aquellas unidades térmicas que hayan arrancado en el día de operación y que sus precios de oferta y costos de arranque y parada sean lo suficientemente competitivos para ser requeridos en el despacho ideal, serán remunerados a través de este último a prorrata de la generación ideal de todos los generadores requeridos para este despacho.

$$\Delta I \text{ nacional} = VDA/GenIdealDom$$

Ecuación 11. Ecuación ΔI nacional.

6.1.9 Generación Real Sistema

La Generación Real Hidráulica en el SIN representada en la Figura 23, es modelada como la Capacidad Instalada Hidráulica al 2019 establecida en 11854.3 MW (XM S.A E.S.P, 2019) afectada por un Factor de planta de 0.8 y una vida útil de 200 años

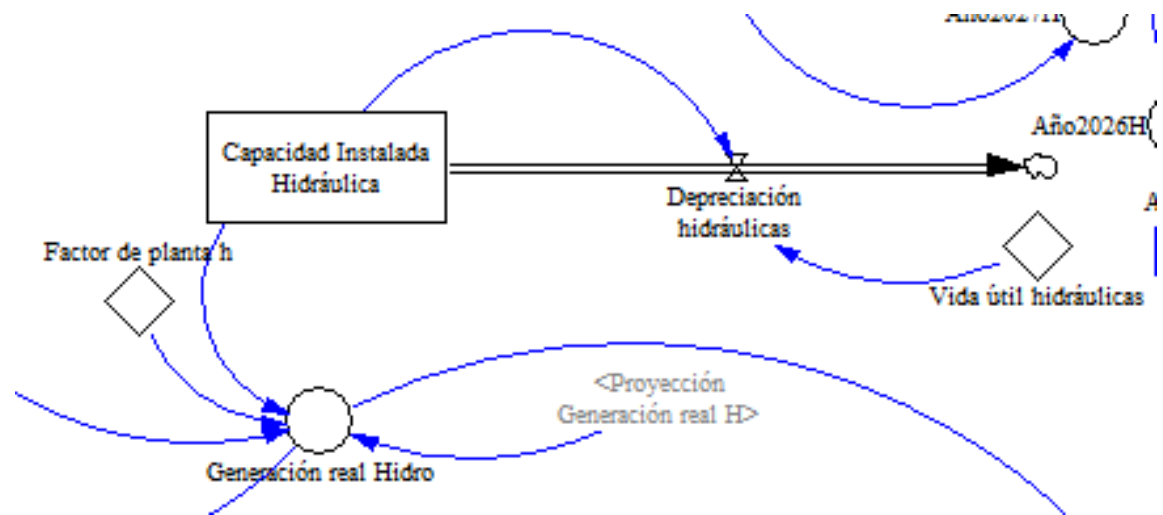


Figura 23. Modelo Generación Real Hidráulica.

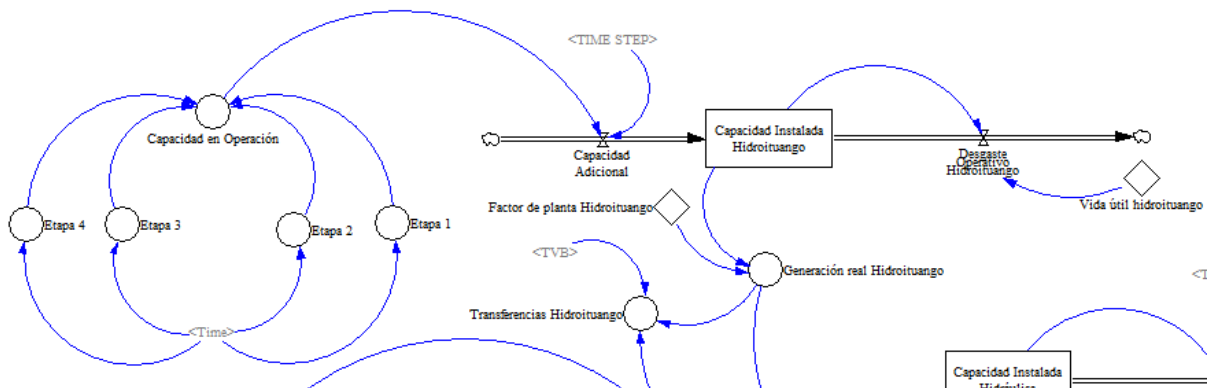


Figura 24. Modelo Generación Real Hidroituango.

La generación hidráulica del proyecto Hidroituango de la Figura 24, se modela en 4 etapas (Portafolio, 2019a) con un rezago de 1 mes, es decir, para enero del año 2022 se espera que este proyecto presente una capacidad efectiva neta -CEN de 600 MW, para enero de 2023 se esperan 600 MW adicionales, para enero del 2024 otros 600 MW y finalmente para el año 2025 se espera que el proyecto cuente con los 2400 MW totales.

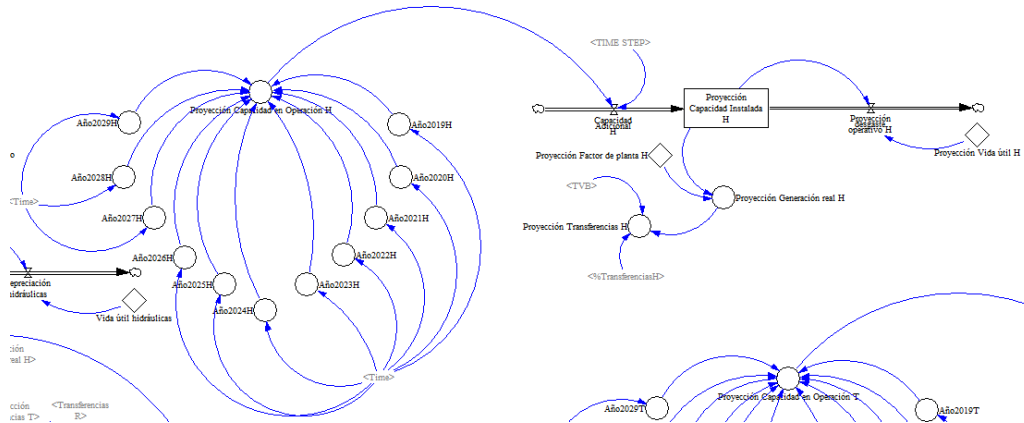


Figura 25. Modelo Proyección Generación Real Hidráulica.

La proyección de la generación real tanto Hidráulica como Térmica de la Figura 25, se plantea con base en los informes de la UPME a corte de septiembre de 2019 donde se toman los proyectos que se encuentren vigentes y que cumplan con las condiciones establecidas en la Ley 99 de 1993 modificada por la Ley 1930 de 2018 para participar dentro de las Transferencias del Sector Eléctrico -TSE ; para fines de la proyección de generación se asume que todos los proyectos con base en lo establecido en la Resolución CREG 096 de 2019 van a acogerse al despacho central dadas las intenciones del regulador.

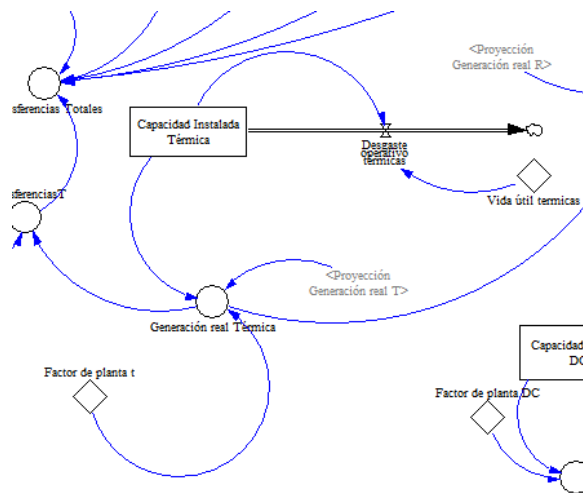


Figura 26. Modelo Generación Real Térmica.

La Generación Real Térmica en el SIN de la Figura 26, es modelada como la Capacidad Instalada Térmica al 2019 establecida en 5301.64 MW (XM S.A E.S.P, 2019) afectada por un Factor de planta de 0.75 y una vida útil de 150 años.

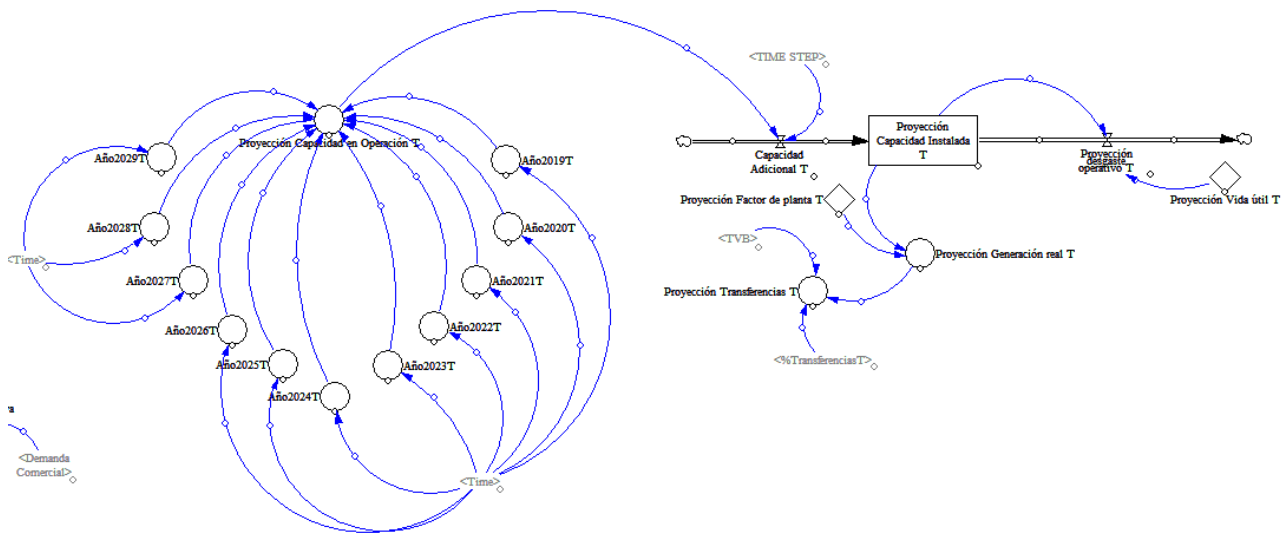


Figura 27. Modelo Proyección Generación Real Térmica.

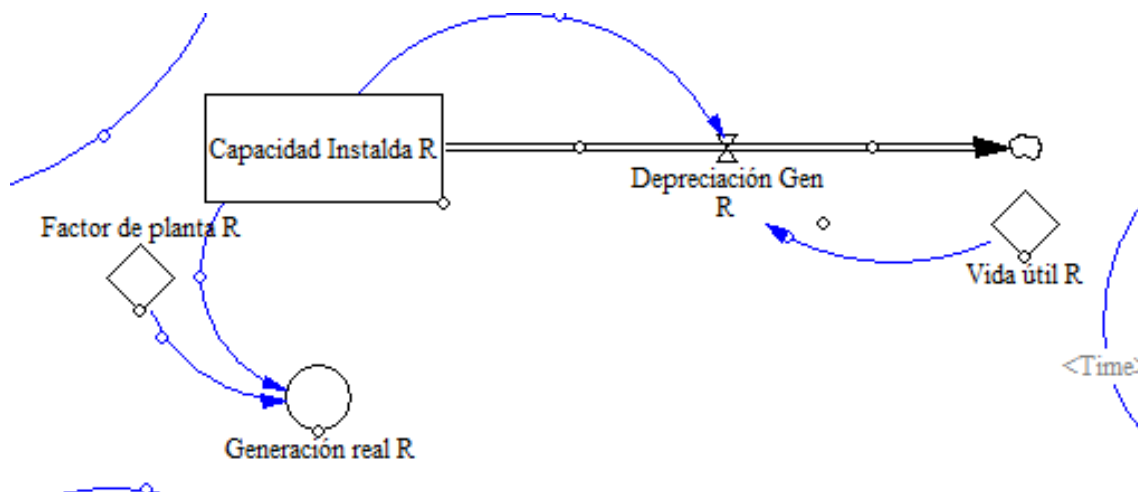


Figura 28. Modelo Generación Real FNCE.

La Generación Real de las Fuentes no Convencionales de Energía -FNCE de la Figura 28, es modelada como la Capacidad Instalada de las FNCE al 2019 establecida en 103.28 MW (XM S.A E.S.P, 2019) relacionada con los generadores Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolivar, Jepirachi y El Paso y afectada por un Factor de planta de 0.2 y una vida útil de 25 años.

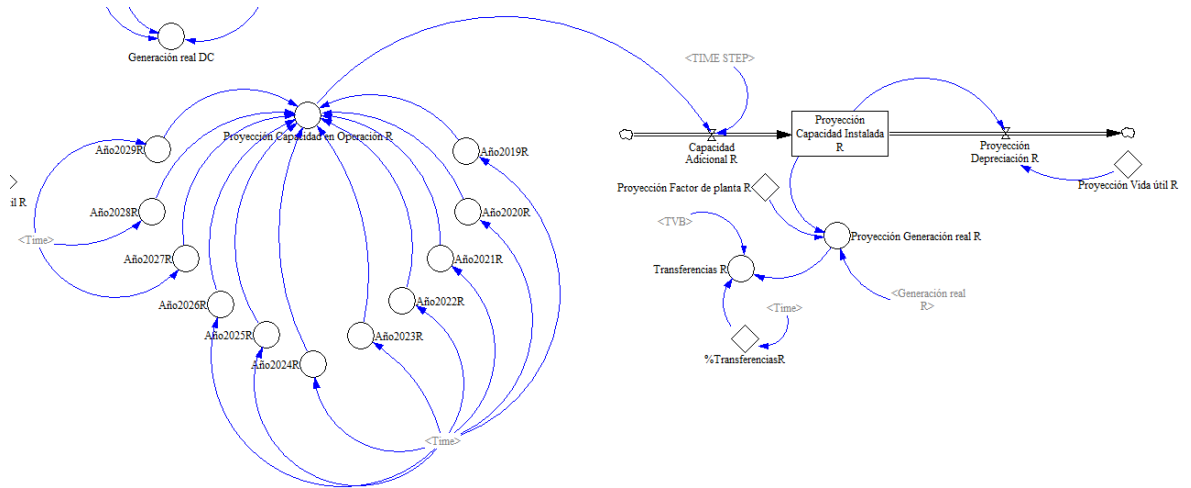


Figura 29. Modelo Proyección Generación Real FNCE.

Para fines de la proyección de generación de las FNCE establecida en la Figura 29, así como las de las demás tecnologías, se asume que todos los proyectos con base en lo establecido en la Resolución CREG 096 de 2019 van a acogerse al despacho central dadas las intenciones del regulador.

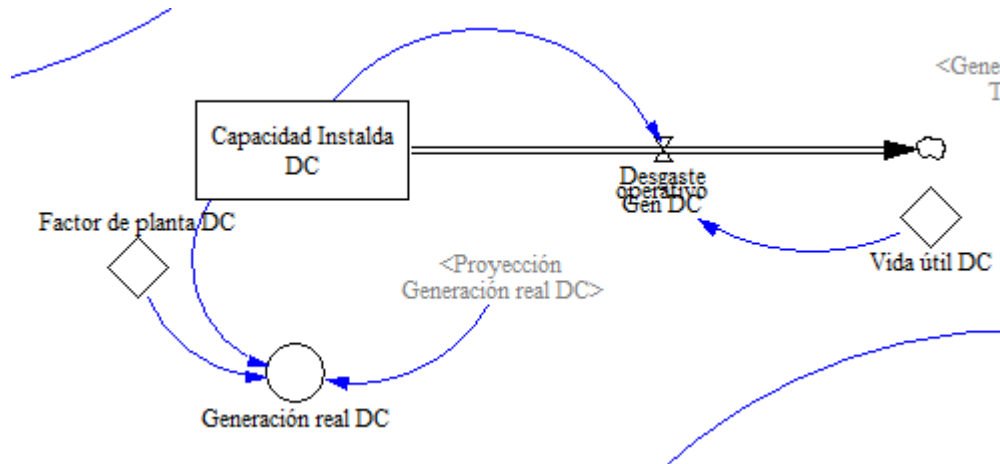


Figura 30. Modelo Generación Real Despachada Centralmente -DC.

La Generación Real Despachada Centralmente -DC en el SIN representada en la Figura 30, es modelada como la Capacidad Instalada DC al 2019 establecida en 16088 MW (XM S.A E.S.P, 2019) afectada por un Factor de planta de 0.784143 resultante de un prorrateo del factor de planta de todas las tecnologías con la Capacidad Efectiva Neta -CEN del SIN y una vida útil de 125 años resultante de un promedio aritmético de la vida útil de todas las tecnologías.

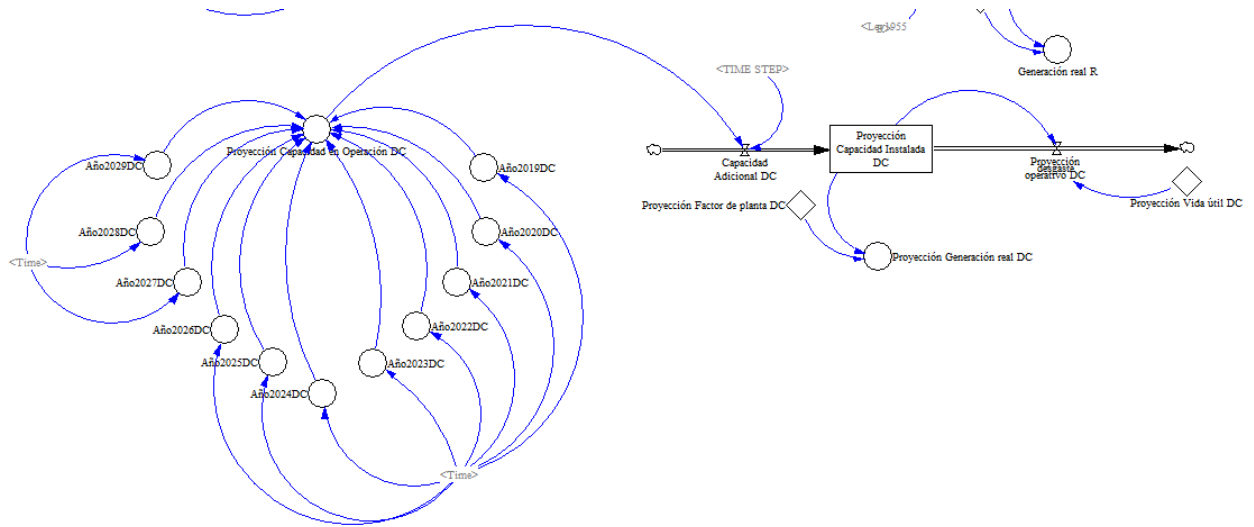


Figura 31. Modelo Proyección Generación Real Despachada Centralmente -DC.

Para la proyección de la Generación Real Despachada Centralmente -DC en el SIN representada en la Figura 31, se establece un factor un Factor de planta de 0.583 resultante de un prorrateo del factor de planta de todas las tecnologías con la Capacidad Efectiva Neta -CEN del SIN para la proyección de entrada en operación de recursos de generación que publicó la UPME para el año 2019.

$$GREAL = Capacidad\ Instalada * Factor\ de\ planta * 24 * 365$$

Ecuación 12. Ecuación GREAL.

6.1.10 Transferencias del Sector Eléctrico \$ -TSE

Las Transferencias en pesos del sistema eléctrico colombiano representadas en la Figura 32, son modeladas como la sumatoria de las transferencias hidráulicas, transferencias térmicas, transferencias Hidroituango, Transferencias FNCE, y sus respectivas proyecciones donde cada una de estas son determinadas como el producto de la generación propia por tipo de tecnología por la Tarifa de Venta en Bloque vigente para el año t y el porcentaje establecido por tipo de tecnología establecido en las respectivas leyes.

Los Otros Costos Variables -OCV de la Figura 33, son requeridos para el cálculo del precio de reconciliación positiva de las plantas térmicas de que trata la Resolución CREG 034 de 2001 donde los OCV para cada planta térmica son determinados como la suma del Costo Unitario de Responsabilidad Comercial – AGC definido en la sección 6.1.7, el CERE definido en la sección 6.1.5, el FAZNI definido en la sección 6.1.6 y los Aportes de Ley 99 de 1993 calculado como el factor entre la Tarifa de Venta en Bloque – TVB definido en la sección 6.1.3 y el porcentaje establecido para plantas térmicas e hidráulicas en la Ley 99 de 1993 y la Ley 1930 de 2018.

Por otra parte, los precios de reconciliación positiva para los generadores hidráulicos y FNCE vienen dados por el Máximo Precio de Oferta -MPO resultante del despacho ideal, el Precio de Bolsa -PB resultante del despacho ideal, el Nivel de Embalse- NEM y Nivel de Probabilidad de Vertimiento -NPV.

Adicional a lo anterior, los OCV de todas las fuentes de energía son requeridos para determinar los Costos Variables -CV del Precio Marginal de Escasez -PME, manifestando que, a diferencia de los recursos térmicos, el Costo Variable -CV de los recursos hidráulicos y de las FNCE será igual a los OCV, situación que implica la determinación de los aportes de Ley 1955 de 2019 establecidos como el factor del % manifestado anteriormente, por la Tarifa de Venta en Bloque Vigente para el año t.

$$OCV = CERE + FAZNI + Costo\ Unitario\ AGC + Aportes\ Ley$$

Ecuación 14. Ecuación OCV.

6.1.12 Generación Real Total del Sistema – Demanda Comercial

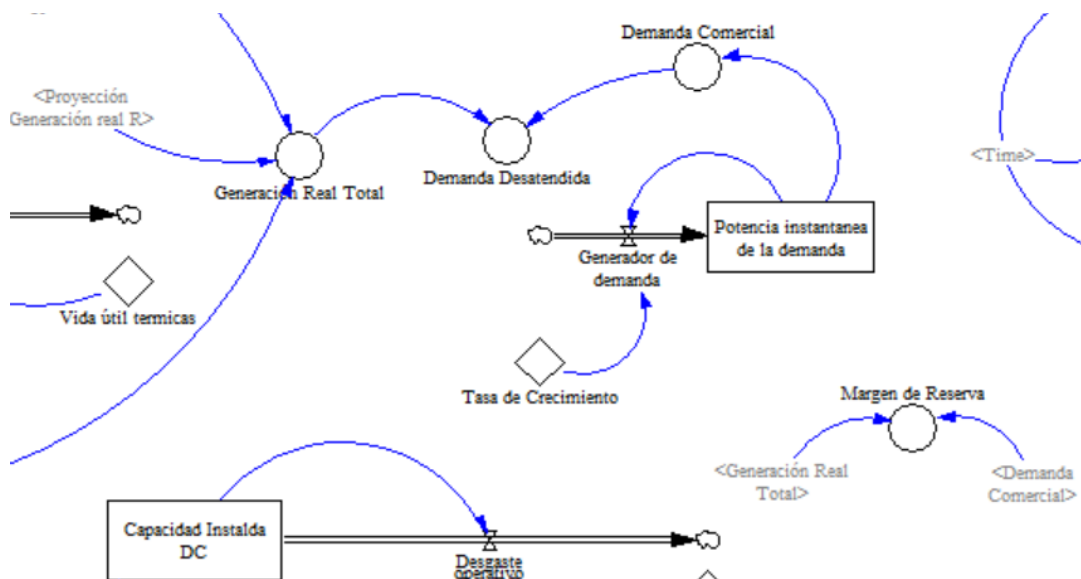


Figura 34. Modelo Margen de Reserva.

La Generación Real Total del Sistema representada en la Figura 34, es modelada como la sumatoria de la totalidad de la generación real hidráulica, la totalidad de la generación real térmica y la totalidad de totalidad de la generación real FNCE. Por otra parte, la Demanda Comercial es establecida con un valor de potencia instantánea inicial de 9800 MW y una tasa de crecimiento del 2.36% equivalente al escenario medio de proyección de demanda para la vigencia 2019 – 2033, conforme a lo manifestado en el documento de la UPME denominado “Proyección Regional de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia” del mes de abril de 2019. Posterior a esto pudo ser determinado el margen de reserva del sistema con vigencia al año 2035, cabe mencionar que únicamente se encuentran proyectos registrados con fecha de corte a 2029, situación que ocasiona una reducción importante del margen de reserva entre los años 2030 y 2035.

$$MR = ((\text{Generación Real Total} - \text{Demanda Comercial}) / \text{Demanda Comercial}) * 100$$

Ecuación 15. Ecuación Margen de Reserva.

7. VALIDACIÓN DEL MODELO

7.1 Validación 1, Valor mínimo Generación Real Despachada Centralmente

Como validación primera del modelo, se toma como condición inicial un valor mínimo de la Generación Real Despachada Centralmente, esperando así un incremento proporcional en el Costo Unitario de Responsabilidad Comercial AGC - CURAGC, a dicha reducción de generación. En la Figura 35 se presenta el comportamiento esperado de las componentes más relevantes impactadas por dicho cambio.

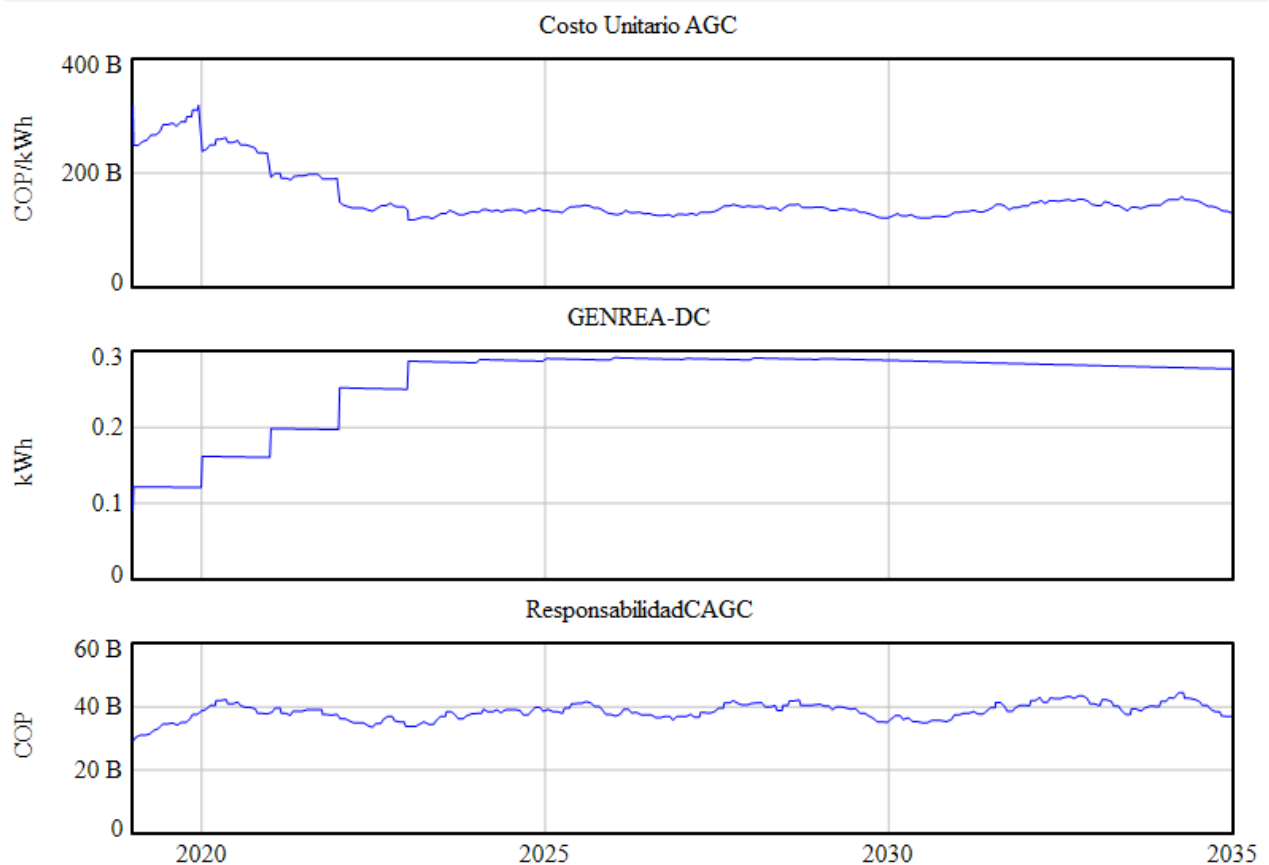


Figura 35. Validación 1, CURAGC

Como se evidencia en la Figura 35, el CURAGC incrementa sus valores de manera desproporcionada como consecuencia del incremento en el cociente de la división entre la Responsabilidad Comercial AGC y la Generación Real Despachada Centralmente cuyo valor es mínimo, trayendo como efecto el incremento desmedido en los Costos Variables Agregados del SIN -CVA, tal como se evidencia en la Figura 36.

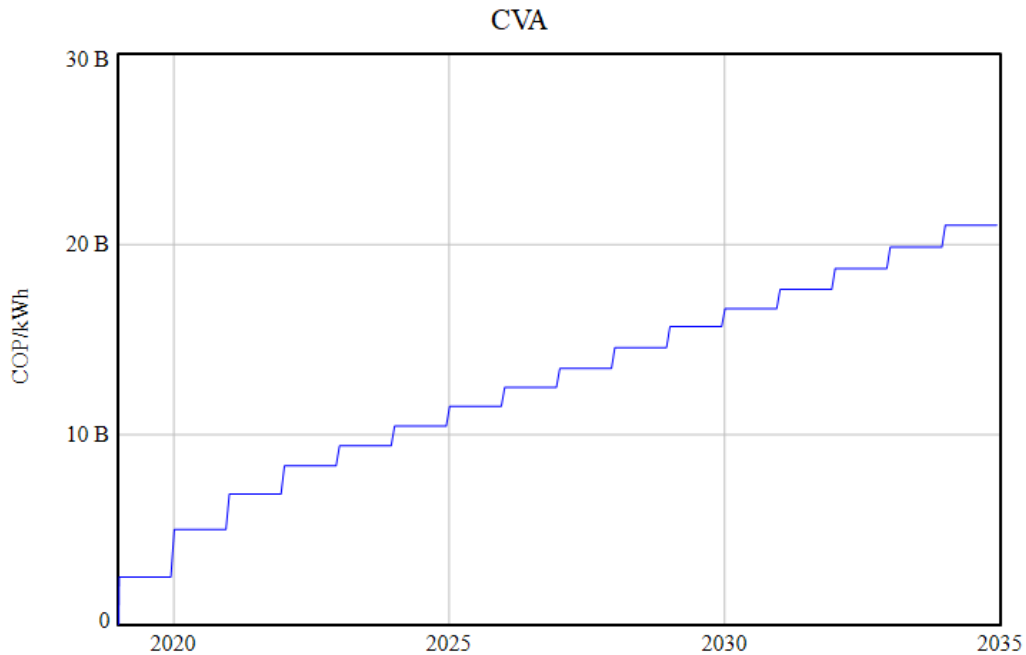


Figura 36. Validación 1, CVA.

Una vez se realiza dicho incremento en el CVA representado en la Figura 36, la Tarifa de Venta en Bloque – TVB se ve afectada directamente y con ello las demás variables que usan esta última en su cálculo.

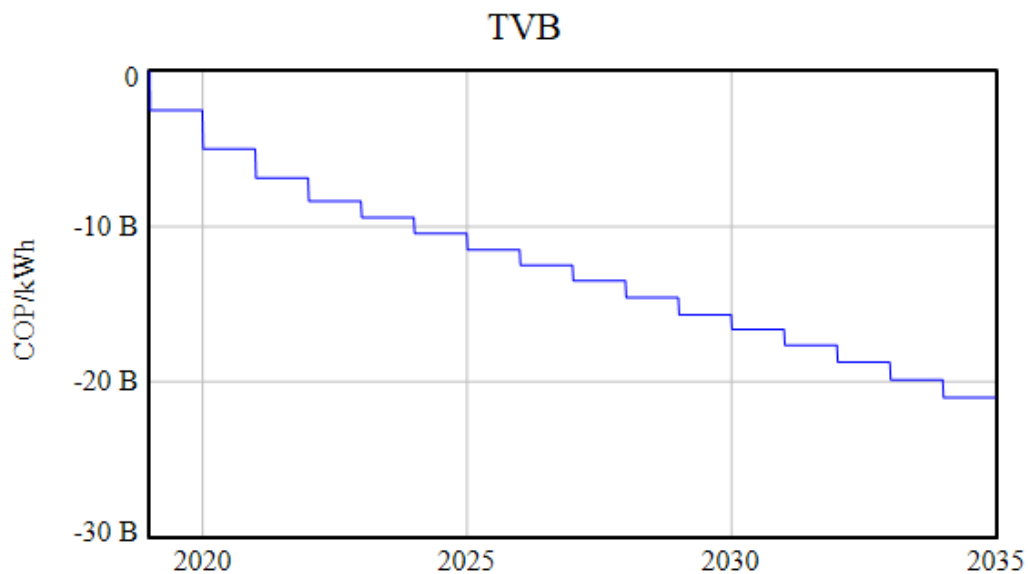


Figura 37. Validación 1, TVB.

En la Figura 37, se observa el comportamiento esperado e improbable de Tarifa de Venta en Bloque -TVB, alcanzando valores negativos desproporcionados. Dado esto, y como consecuencia del comportamiento del Costo Unitario de

Responsabilidad Comercial -AGC, en la Figura 38 se presenta un incremento en los Otros Costos Variables para todos los tipos de tecnologías, reflejándose igualmente una predominancia del incremento del CURAGC sobre la disminución de la TVB.

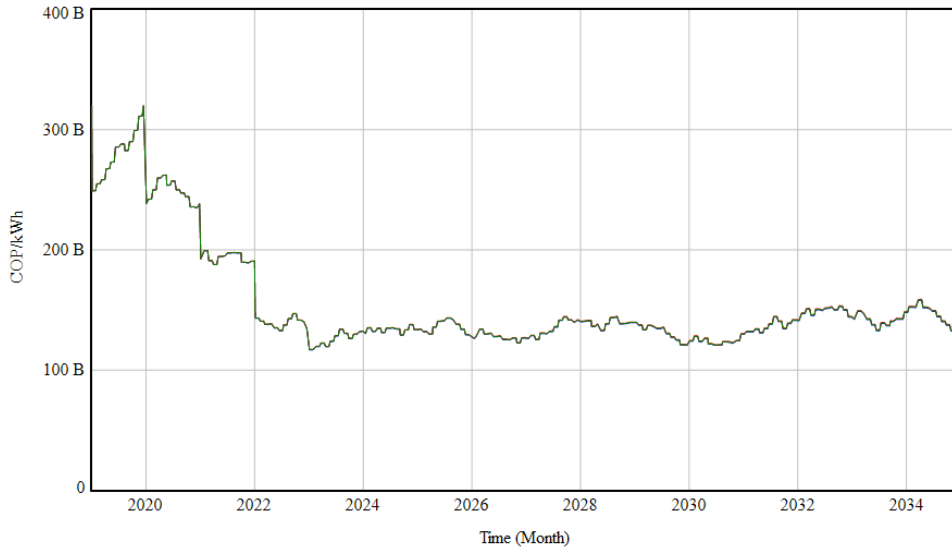


Figura 38. Validación 1, OCV.

7.2 Validación 2, Valor máximo Costo Equivalente Real de la Energía -CERE

Como validación segunda del modelo, se plantea una condición donde el Costo Equivalente Real de la Energía -CERE tome un valor máximo, esperando así un incremento proporcional en el Costo Variable Agregado del SIN -CVA, a dicha condición. En la Figura 39, se presenta el comportamiento esperado de las componentes más relevantes impactadas por dicho cambio.



Figura 39. Validación 2, CERE.

Como se evidencia en la Figura 39, el CERE establecido en la Resolución CREG 049 de 2018 como el cociente entre la Remuneración Real Individual RRID y las

Ventas en Bolsa de las plantas no despachadas centralmente, la generación real de las plantas despachadas centralmente, la DDVV y las exportaciones de energía a Ecuador incrementa sus valores como consecuencia de un posible incremento del numerador (RRID) ocasionado por un incremento en el Precio del Cargo por Confiabilidad -PCC o por un incremento en las Obligaciones de Energía Firme - OEF, trayendo como efecto el incremento en los Costos Variables Agregados del SIN -CVA basado en las magnitudes mensuales del CERE, tal como se evidencia a en la Figura 40.

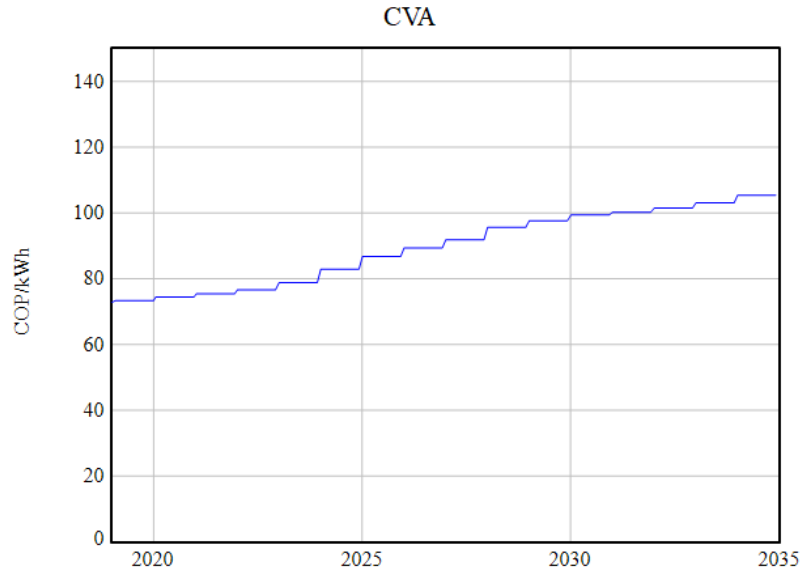


Figura 40. Validación 2, CVA.

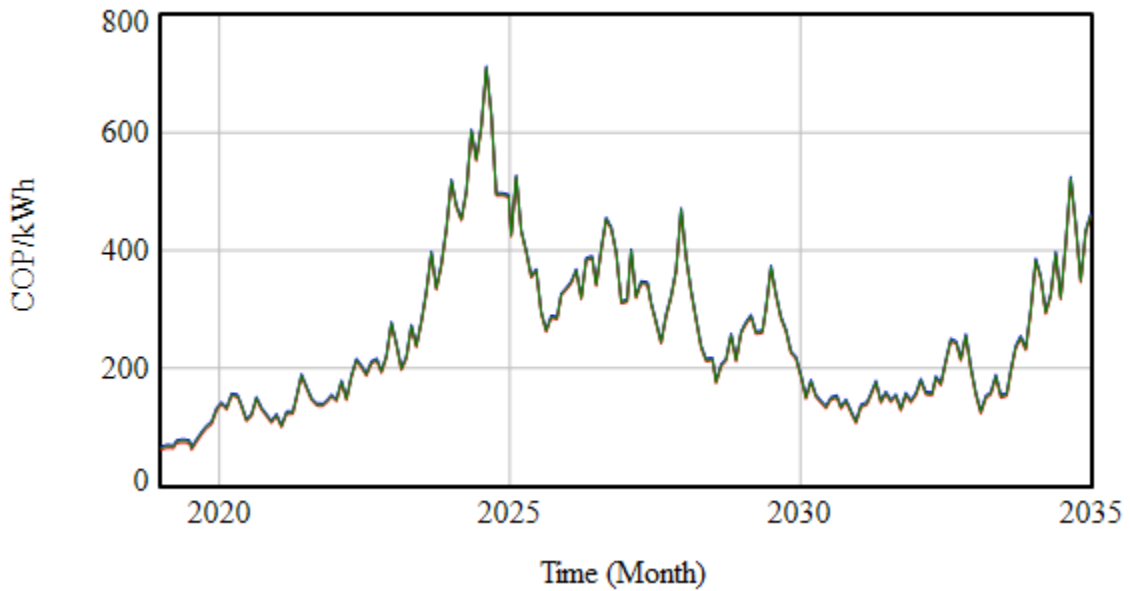


Figura 41. Validación 2, OCV

A similitud de la validación 1, los CVA representados en la Figura 40 y los OCV representados en la Figura 41 para las distintas tecnologías se ven incrementados conforme a la condición establecida, observando así que el valor del CERE afecta directamente el modelo.

7.3 Validación 3, Valor mínimo Demanda Comercial

Como validación tercera del modelo, se plantea una condición donde la Demanda Comercial Nacional tome un valor mínimo constante en el tiempo, esperando así un incremento proporcional en el Costo Variable Agregado del SIN -CVA, a dicha condición como consecuencia de la disminución de la Generación Ideal requerida para la determinación del Delta I Nacional que finalmente trae consigo una disminución de la tarifa de Venta en Bloque TVB. En la Figura 42, se presenta el comportamiento esperado de las componentes más relevantes impactadas por dicho cambio.

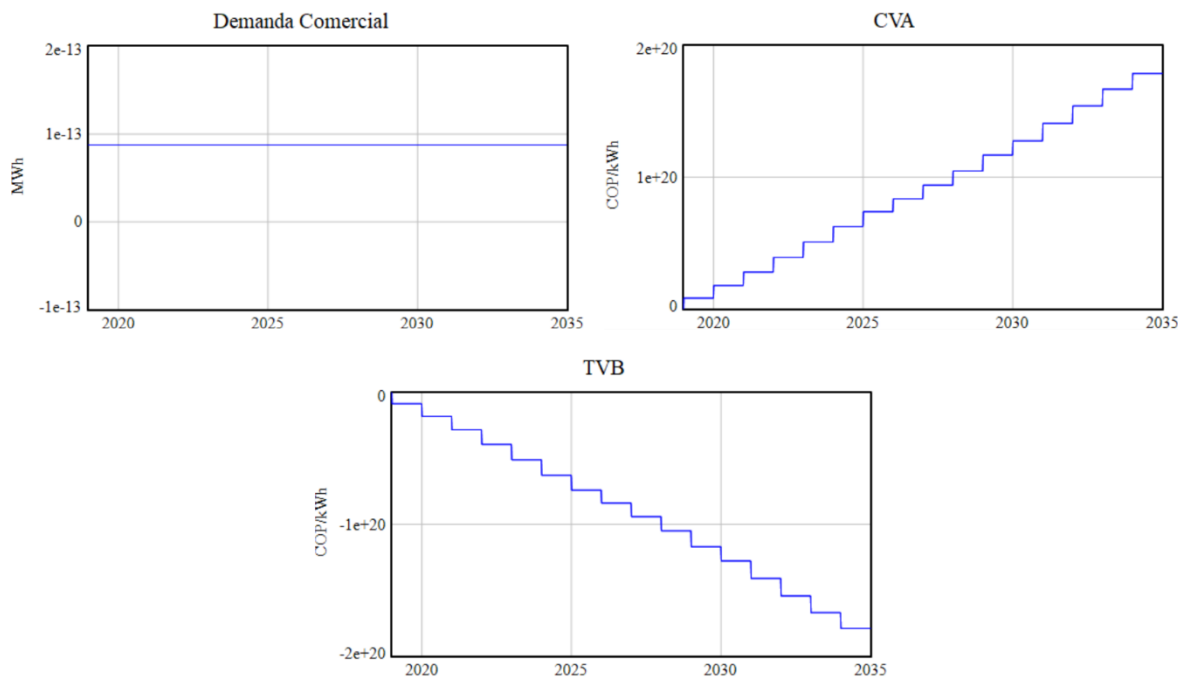


Figura 42. Validación 3, Demanda Comercial, CVA y TVB.

7.4 Conclusiones de sección

El modelo se comporta tal y como se esperaba dadas las condiciones establecidas para las variables elegidas, donde dichos casos son de baja o nula probabilidad de ocurrencia pues no es probable que la generación despachada centralmente sea mínima pues esto implicaría la no existencia del Centro Nacional de Despacho y con él, todas las actividades de programación y coordinación de la operación, situación que también podría traer consigo la ausencia del Administrador de

Intercambios Comerciales -ASIC. Por otra parte, el caso planteado como segunda validación es de baja probabilidad pues este sería consecuencia de unas asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad -OEF poco exitosas y a altos costos, situación que no sería probable dada la naturaleza competitiva del mercado de energía colombiano. Otros dos posibles escenarios con aún menor probabilidad de ocurrencia para la segunda validación, es una asignación elevada de las magnitudes de OEF o una disminución significativa de las ventas en bolsa de las plantas no despachadas centralmente, una disminución de la generación real de las plantas despachadas centralmente, la disminución de la Demanda Desconectada Voluntaria Verificada -DDV y un aumento en las exportaciones de energía a Ecuador -DETIE. La validación 3 es la situación con probabilidad de ocurrencia nula donde se espera que el país no presente demanda de energía eléctrica, traducida como demanda comercial nacional y equivalente a la generación ideal nacional producto del despacho ideal que trae consigo resultados improbables en la Tarifa de Venta en Bloque -TVB, Delta I Nacional y Costos Variables Agregados del SIN -CVA.

8. RESULTADOS DEL MODELO

Una vez establecidas las generalidades del modelo en la sección 6.1, se procede a presentar los resultados obtenidos de este, en condiciones probables de ocurrencia y sin considerar los posibles escenarios que se puedan presentar a futuro, cuyos resultados son informados más adelante. Cabe mencionar que se presentarán las variables más relevantes a la hora de establecer las TSE.

En cuanto a la Tarifa de Venta en Bloque -TVB en pesos constantes a septiembre de 2019, requerida para la determinación de las Transferencias del Sector Eléctrico en pesos, cuyo fin último es la conservación del medio ambiente, siendo este uno de los ingresos más importantes en materia ambiental a la hora de la planeación, ejecución y desarrollo de proyectos con miras a la preservación del medio ambiente, se tiene que entre el año 2019 y el año 2035 incrementaría 52.022049 \$/kWh con proyectos de generación registrados al año 2029 tal como se establece en la Figura 43.

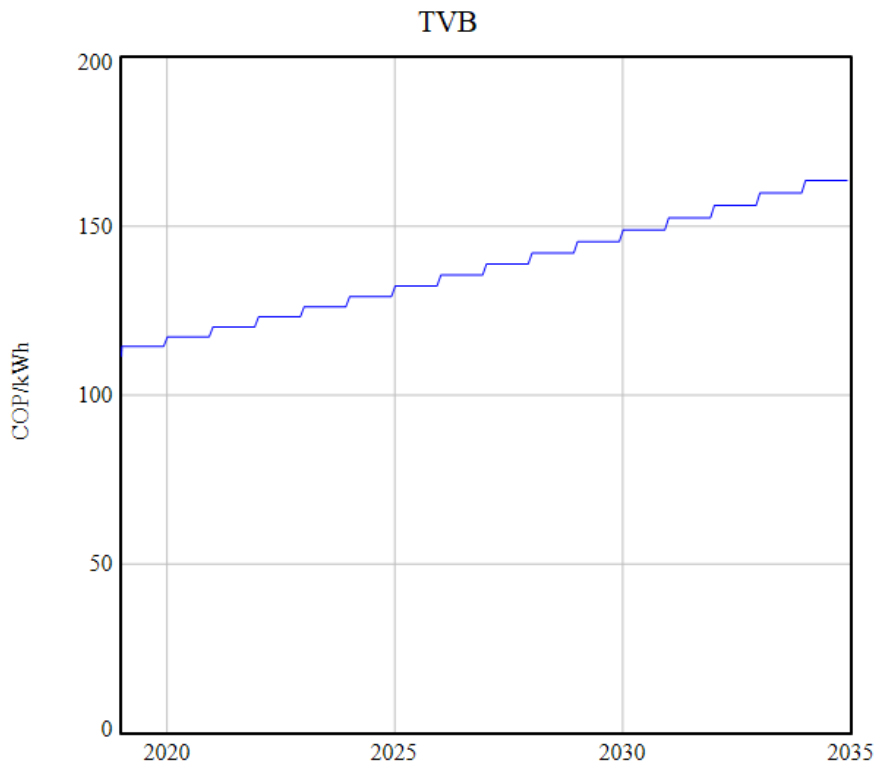


Figura 43. Proyección TVB.

AÑO	TVB \$/kWh
2019	111.579407
2020	114.430725
2021	117.301552

2022	120.239456
2023	123.225899
2024	126.243958
2025	129.283203
2026	132.387558
2027	135.577774
2028	138.835068
2029	142.129395
2030	145.520386
2031	148.993195
2032	152.571686
2033	156.197311
2034	159.878082
2035	163.601456

Tabla 4. Proyección TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

En la Tabla 4 se presentan los valores a futuro de la Tarifa de Venta en Bloque - TVB resultante del modelo en \$/kWh, requerido por los interesados para realizar el producto por la generación propia de cada unidad de generación y por su respectivo porcentaje y así poder determinar el monto a transferir.

MES	PPC_real	CVA_real	PPC-CVA	TVB 2020 a noviembre de 2019
2018-07-01	180.16432	71.94638	108.22	112.76
2018-08-01	179.99494	74.65546	105.34	
2018-09-01	182.07052	74.13835	107.93	
2018-10-01	182.45749	76.70380	105.75	
2018-11-01	183.57937	79.01338	104.57	
2018-12-01	183.25380	75.94265	107.31	
2019-01-01	189.13806	70.19657	118.94	
2019-02-01	190.01015	69.40948	120.60	
2019-03-01	191.07026	69.19186	121.88	
2019-04-01	191.98602	74.39610	117.59	
2019-05-01	194.19520	76.46166	117.73	
2019-06-01	193.70909	76.49290	117.22	
Promedio	186.80244	74.04572		

Tabla 5. TVB \$/kWh a noviembre de 2019. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

En la Tabla 5 se presentan los valores de PPC y CVA a noviembre de 2019, cuya diferencia será aproximadamente la Tarifa de Venta en Bloque TVB vigente para el año 2020; Ahora bien, si se compara el valor de TVB modelada para el 2020 establecida en la Tabla 4, con el valor presentado en la Tabla 5, se obtiene que el

valor modelado podría llegar a ser mayor en 1.67 \$/kWh, situación que permite inferir una gran aproximación del modelo a la realidad colombiana.

AÑO	PPC \$/kWh
2019	184.453
2020	187.83484
2021	191.27867
2022	194.78566
2023	198.35693
2024	201.99368
2025	205.69713
2026	209.46846
2027	213.30893
2028	217.21983
2029	221.20242
2030	225.25804
2031	229.388
2032	233.5937
2033	237.8765
2034	242.23782
2035	246.67911

Tabla 6. Proyección PPC en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

En la Tabla 6 se encuentran los resultados del modelo de los Precios Promedios Ponderados con la Cantidad de Energía de todos los contratos de Largo Plazo cuya tarifa no depende de una fórmula -PPC, es decir, se consideran todos aquellos contratos cuya tarifa no se encuentra sujeta a externalidades ni a variables exógenas como el precio de bolsa de la energía, cuya última finalidad es poder determinar un Precio Promedio Ponderado con una tasa de crecimiento lineal.

Ahora bien, si comparamos los valores reales de PPC de la Tabla 5 con los valores modelados de PPC de la Tabla 6 para el año 2020, evidenciamos que el valor modelado será aproximadamente 1.03 \$/kWh superior al valor de PPC promediado con la mejor información disponible a noviembre de 2019 considerando los meses de julio del año t-2 a junio del año t-1, situación que refleja lo manifestado anteriormente en cuanto a la proximidad entre el modelo y la realidad de Colombia.

En la Figura 44 se representan los valores modelados de PPC hasta el año 2035, donde se refleja lo manifestado anteriormente.

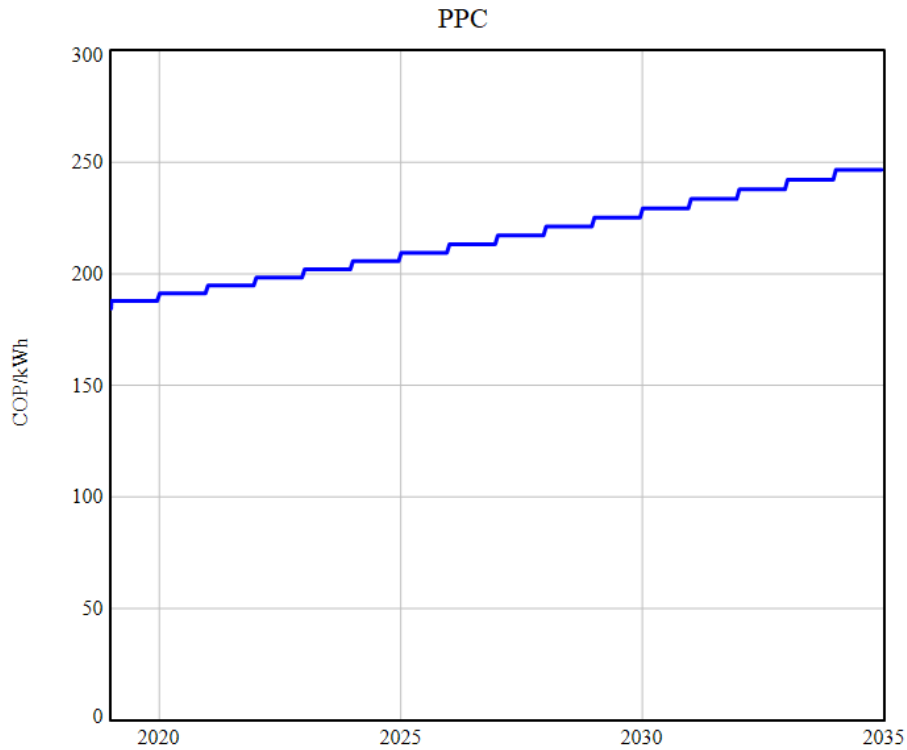


Figura 44. Proyección PPC \$/kWh.

AÑO	CVA \$/kWh
2019	72.87359619
2020	73.40411377
2021	73.97712708
2022	74.54619598
2023	75.13103485
2024	75.74973297
2025	76.41392517
2026	77.0809021
2027	77.73116302
2028	78.38476563
2029	79.07302856
2030	79.73764801
2031	80.39481354
2032	81.02201843
2033	81.67918396
2034	82.35974121
2035	83.07765198

Tabla 7. Proyección CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

En la Tabla 7 se presentan los valor proyectados de los Costos Variables Agregados del SIN -CVA para los años comprendidos entre el 2019 y el 2035 y modelados como la suma del CERE, FAZNI, CURAGC, DELTA I NAL y TSE; cabe mencionar que los resultados obtenidos son reflejados fielmente en la realidad, obteniendo que para el año 2020 el valor real de CVA a noviembre de 2019 con la mejor información disponible en \$/kWh y calculado para los meses comprendidos entre julio del año t-2 y junio del año t-1, es superior en 0.64 \$/kWh al valor de CVA proyectado a través del modelo.

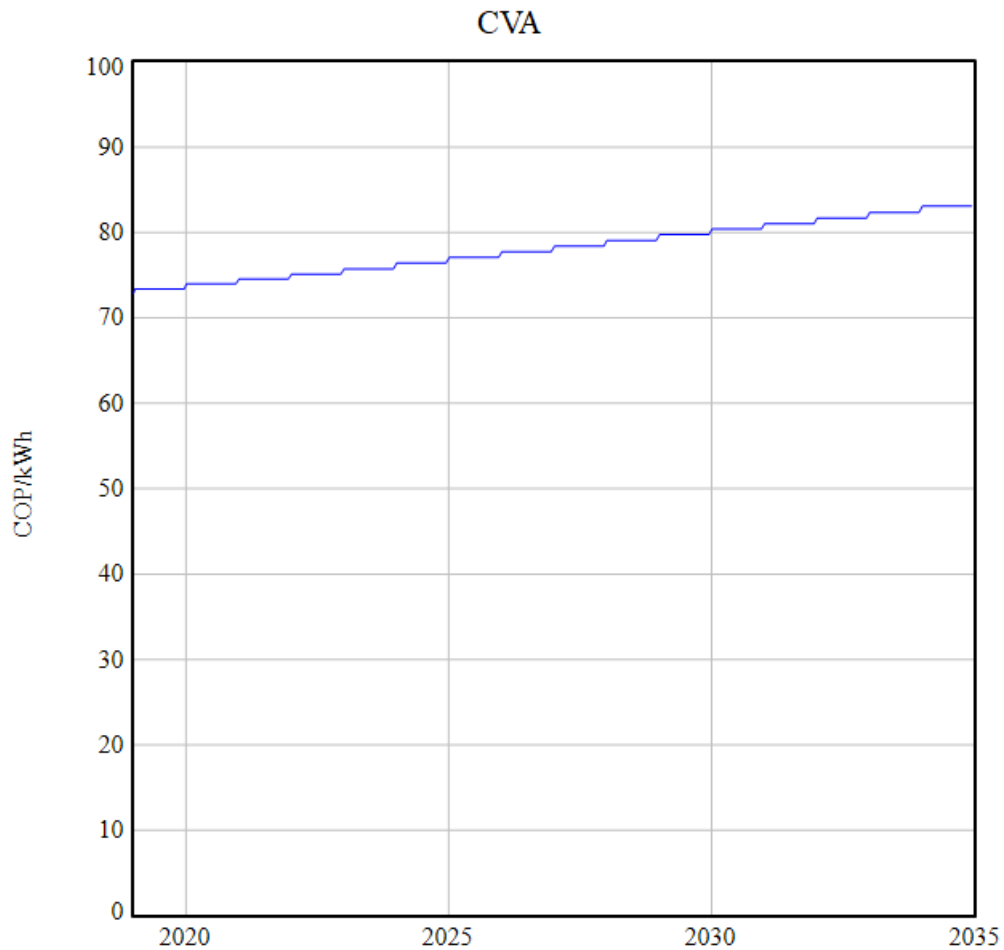


Figura 45. Proyección CVA \$/kWh

En la Figura 45 se representa el incremento anual en \$/kWh del valor del CVA producto del modelo, para los años comprendidos entre el 2019 y el 2035 donde es posible observar el bajo margen de error entre este y el valor real determinado conforme a lo manifestado en esa sección.

En término de porcentaje de error entre los valores reales y los valores modelados y/o proyectados para las variables TVB, PPC y CVA para el año 2020 con la mejor información disponible a noviembre del año 2019 considerando la ausencia del último ajuste del mes de junio de 2019, tenemos que:

Variable	% Error
TVB	1.484617%
PPC	0.552672%
CVA	0.866495%

Tabla 8. % Error modelo TVB, PPC, CVA.

De la Tabla 8 y de los porcentajes de error con respecto a los valores reales, se puede inferir que el modelo es bastante aproximado a la realidad, donde la variable más acertada es el PPC seguido por el CVA y por último se tiene que aproximadamente la acumulación de los anteriores errores refleja el porcentaje de error de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB. Dentro de lo anterior se debe tener en cuenta que el modelo se encuentra a pesos constantes de septiembre de 2019 y que los valores reales se encuentran a pesos corrientes.

AÑO	FAZNI \$/kWh
2019	1.933990002
2020	1.992009759
2021	2.051769972
2022	2.113322973
2023	2.176722765
2024	2.242024422
2025	2.309285164
2026	2.378563643
2027	2.449920654
2028	2.523418188
2029	2.599120855
2030	2.67709446
2031	2.757407188
2032	2.840129614
2033	2.925333261
2034	3.013093472
2035	3.103486061

Tabla 9. Proyección FAZNI en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

En la Tabla 9 se presentan los valores del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas -FAZNI en pesos constantes a septiembre de 2019 y es actualizado mediante el Índice de Precios al Productor – IPP.

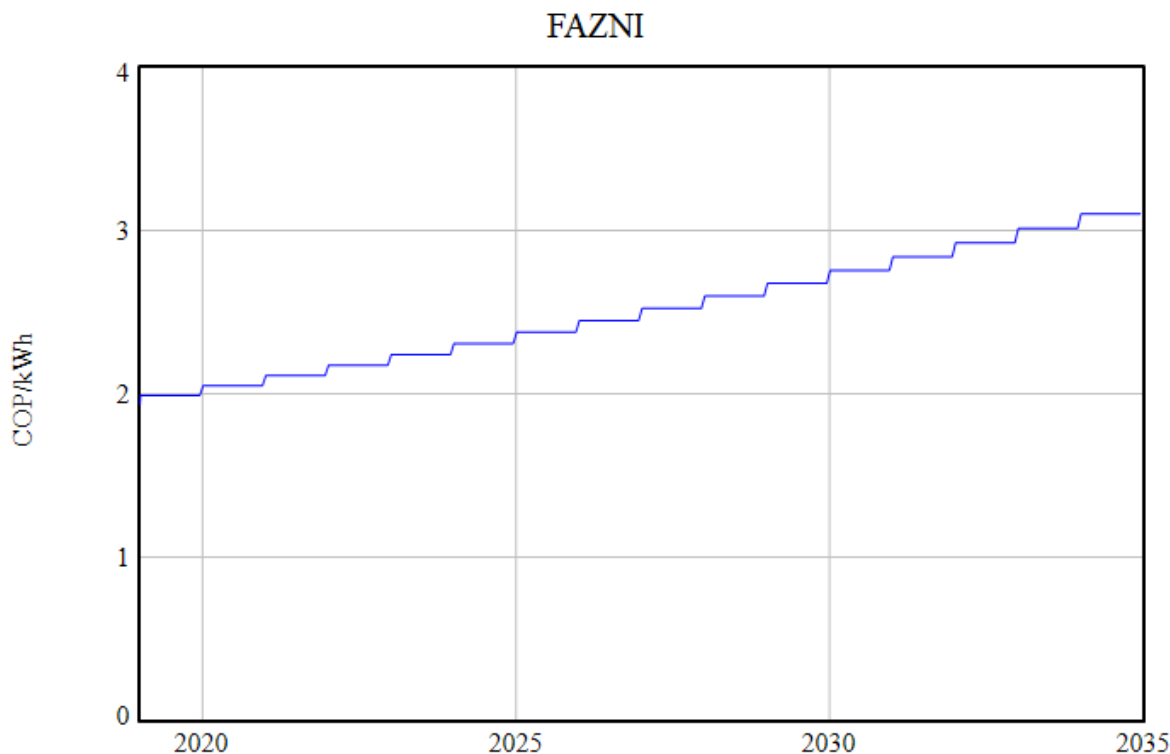


Figura 46. Proyección FAZNI \$/kWh

En la Figura 46 se observa el comportamiento anual del FAZNI en \$/kWh para los años comprendidos entre el 2019 y el 2035 y se espera un incremento para esta vigencia en pesos constantes de 1.17 \$/kWh.

En la misma línea de lo anterior, los aportes de Ley 1930 de 2018 para los recursos térmicos e hidráulicos y los aportes de Ley 1955 de 2019 resultantes del modelo se establecen en la Tabla 10.

AÑO	Ley 1930 H \$/kWh	Ley 1930 T \$/kWh	Ley 1955 R \$/kWh
2019	6.694764137	4.46317625	1.115794063
2020	6.865843296	4.577229023	2.288614511
2021	7.038092613	4.692061901	2.346030951
2022	7.21436739	4.809578419	2.404789209
2023	7.393553734	4.92903614	2.46451807
2024	7.574637413	5.049758434	2.524879217
2025	7.756991386	5.171327591	2.585663795
2026	7.943253517	5.295502186	2.647751093
2027	8.134666443	5.423110962	2.711555481
2028	8.330103874	5.553402424	2.776701212
2029	8.527763367	5.685175419	2.842587709
2030	8.731223106	5.820815563	2.910407782

2031	8.939591408	5.959727287	2.979863644
2032	9.15430069	6.102867126	3.051433563
2033	9.37183857	6.24789238	3.12394619
2034	9.592684746	6.395123005	3.197561502
2035	9.816086769	6.544057846	3.272028923

Tabla 10. Proyección Aportes de Ley en \$/kWh por tipos de tecnología en pesos constantes a septiembre de 2019.

Ahora bien, si se comparan los valores establecidos en la Tabla 10 con el producto de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB determinada conforme a lo manifestado en la Tabla 5 por el respectivo porcentaje establecido en las respectivas leyes y asumiendo que para las FNCE se cumple la condición mencionada en la sección 3.2 referente al porcentaje aplicable, y teniendo en cuenta los proyectos de generación registrados por la UPME, tenemos que:

AÑO	Ley 1930 H \$/kWh	Ley 1930 T \$/kWh	Ley 1955 R \$/kWh
2020	6.7654032	4.5102688	2.2551344
% ERROR	1.46289599%	1.46289941%	1.46289941%

Tabla 11. % Error modelo Aportes de Ley \$/kWh a noviembre de 2019.

En este orden de ideas, evidenciamos que entre los resultados obtenidos a través del modelo compilados en la tabla 10, y los valores reales representados en la Tabla 11 con la mejor información disponible a noviembre de 2019 de PPC y CVA, requerida para la determinación de la TVB vigente para el año 2020, sin considerar el ajuste del mes de junio de 2019, el porcentaje de error oscila alrededor del 1.46%, valor que resulta ser positivo para determinar comportamientos y costos a futuro de los distintos interesados.

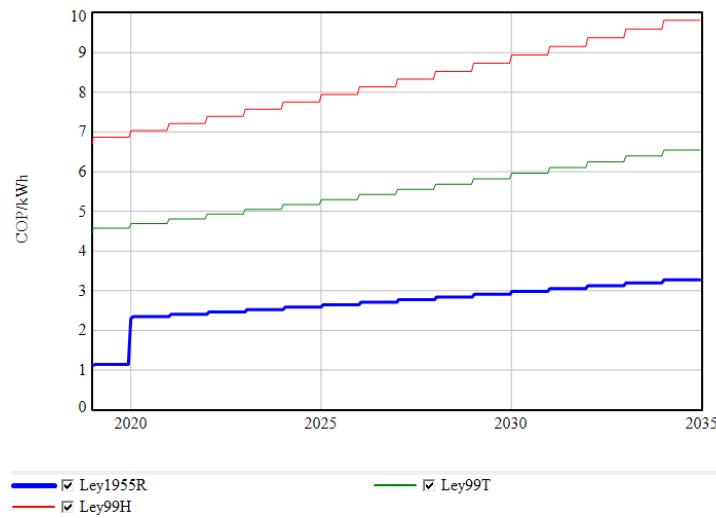


Figura 47. Proyección Aportes de Ley \$/kWh.

En la Figura 47 se observan los Aportes de Ley 99 de 1993 aplicable a recursos hidráulicos y térmicos modificada por la Ley 1930 de 2019 aplicable a FNCE, donde se evidencia el crecimiento anual en \$/kWh hasta el año 2035 y el incremento del 1% al 2% para las FNCE conforme a lo manifestado en el Artículo 289 de la Ley 1955 de 2019, parágrafo 4.

Una vez modeladas las anteriores variables conforme a lo manifestado en la sección 6.1 y en la sección 8, se procede a modelar el comportamiento de los Otros Costos Variables – OCV requerido para la determinación del Precio de Reconciliación Positiva de que trata la Resolución CREG 034 de 2001 y el Precio Marginal de Escasez -PME de que trata la Resolución CREG 140 de 2017. Así, en la Figura 48 se presentan los valores diarios de OCV proyectados y obtenidos a través del modelo para las distintas tecnologías:

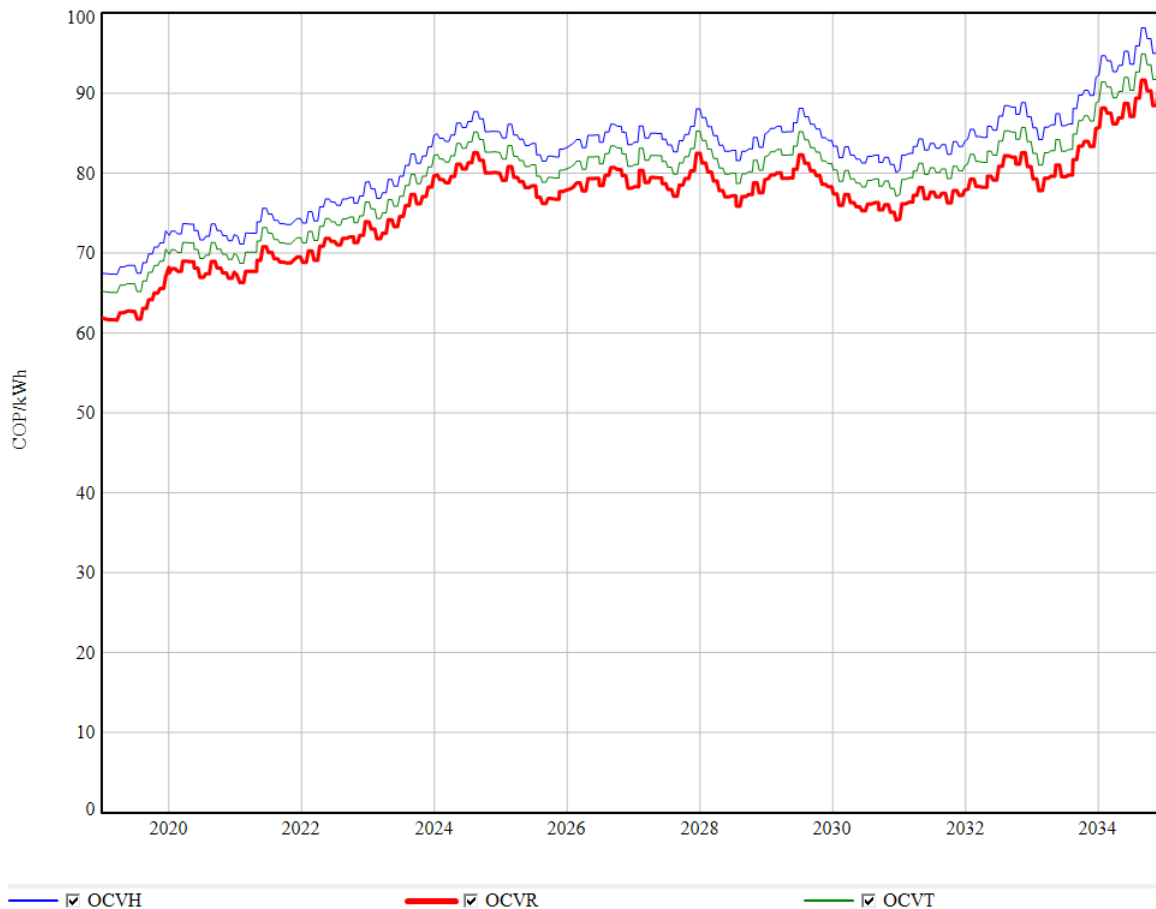


Figura 48. Proyección OCV en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

En la Tabla 11 se presentan los valores de Transferencias del Sector Eléctrico -TSE en pesos constantes a septiembre de 2019 una vez modelada la Tarifa de Venta en Bloque -TVB, los respectivos porcentajes a transferir de la TVB y modelada la generación real.

AÑO	TSE \$
2019	\$ 711,627,898,880.00
2020	\$ 744,413,265,920.00
2021	\$ 776,304,394,240.00
2022	\$ 832,276,004,864.00
2023	\$ 1,084,830,777,344.00
2024	\$ 1,194,947,117,056.00
2025	\$ 1,273,340,493,824.00
2026	\$ 1,340,464,824,320.00
2027	\$ 1,410,621,505,536.00
2028	\$ 1,457,329,012,736.00
2029	\$ 1,525,387,231,232.00
2030	\$ 1,572,732,272,640.00
2031	\$ 1,601,458,798,592.00
2032	\$ 1,630,955,110,400.00
2033	\$ 1,660,582,887,424.00
2034	\$ 1,690,422,083,584.00
2035	\$ 1,720,334,286,848.00

Tabla 12. Proyección TSE en \$ por tipos de tecnología en pesos constantes a septiembre de 2019.

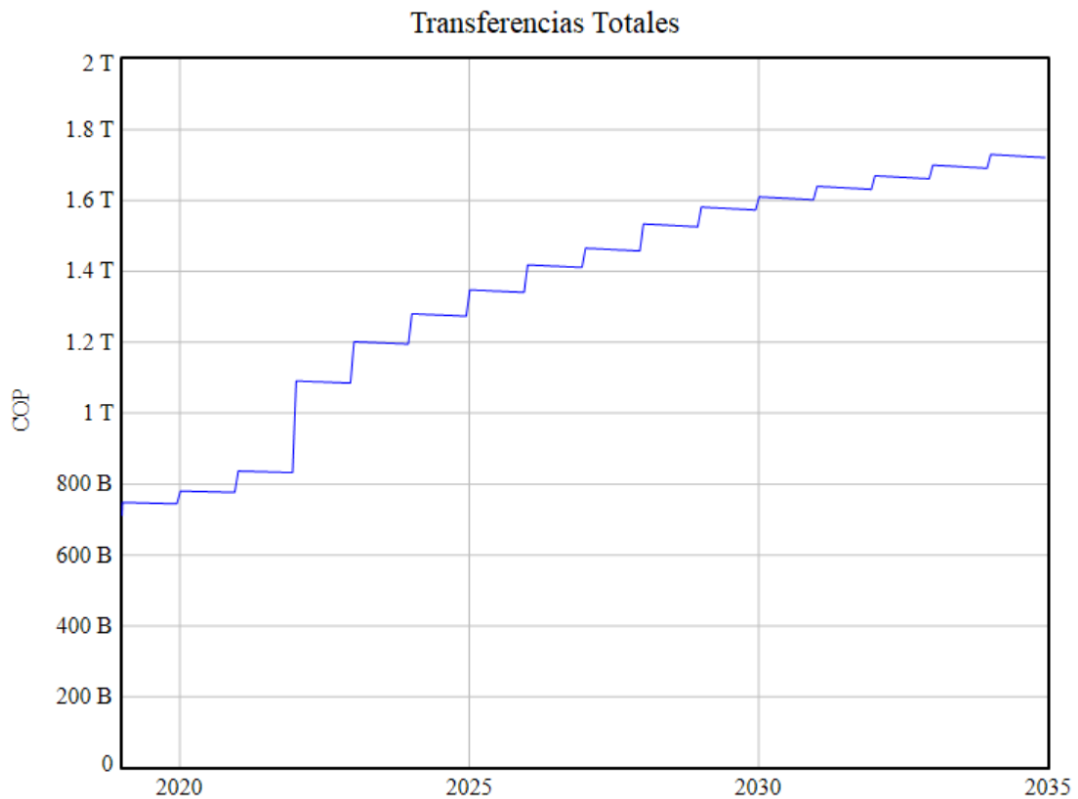


Figura 49. Proyección TSE en \$.

En la Figura 49 se observan los valores de las Transferencias del Sector Eléctrico - TSE en pesos constantes a septiembre de 2019 representados en el sistema monetario estadounidense donde se evidencia una ligera disminución por año como consecuencia del desgaste operativo reflejado en pérdida de eficiencia de las unidades de generación. Si comparamos este valor con lo manifestado en la sección 2, donde Acolgen manifiesta que durante el 2018 se giraron \$344.971 millones de pesos, con los resultados mencionados en la Tabla 12, tenemos que para el año 2019 el valor de las TSE podría llegar a ser 2.06 veces el valor del 2018.

AÑO	TSE \$/kWh
2019	6.035512924
2020	6.176764011
2021	6.283665657
2022	6.384008408
2023	6.321708679
2024	6.476204872
2025	6.676000595
2026	6.854813099
2027	7.052162170
2028	7.236397743
2029	7.435864449
2030	7.626510620
2031	7.809684753
2032	7.998453140
2033	8.189748764
2034	8.383992195
2035	8.580528259

Tabla 13. Proyección TSE en \$/kWh por tipos de tecnología en pesos constantes a septiembre de 2019.

En la Tabla 13 se establecen los valores de la componente Transferencias del Sector Eléctrico cuya finalidad es aportar a mantener la relación directamente proporcional entre la Tarifa de Venta en Bloque -TVB vigente y los Costos Variables Agregados -CVA. Para la determinación de esta componente se tiene en cuenta la predominancia de la generación hidráulica en Colombia.

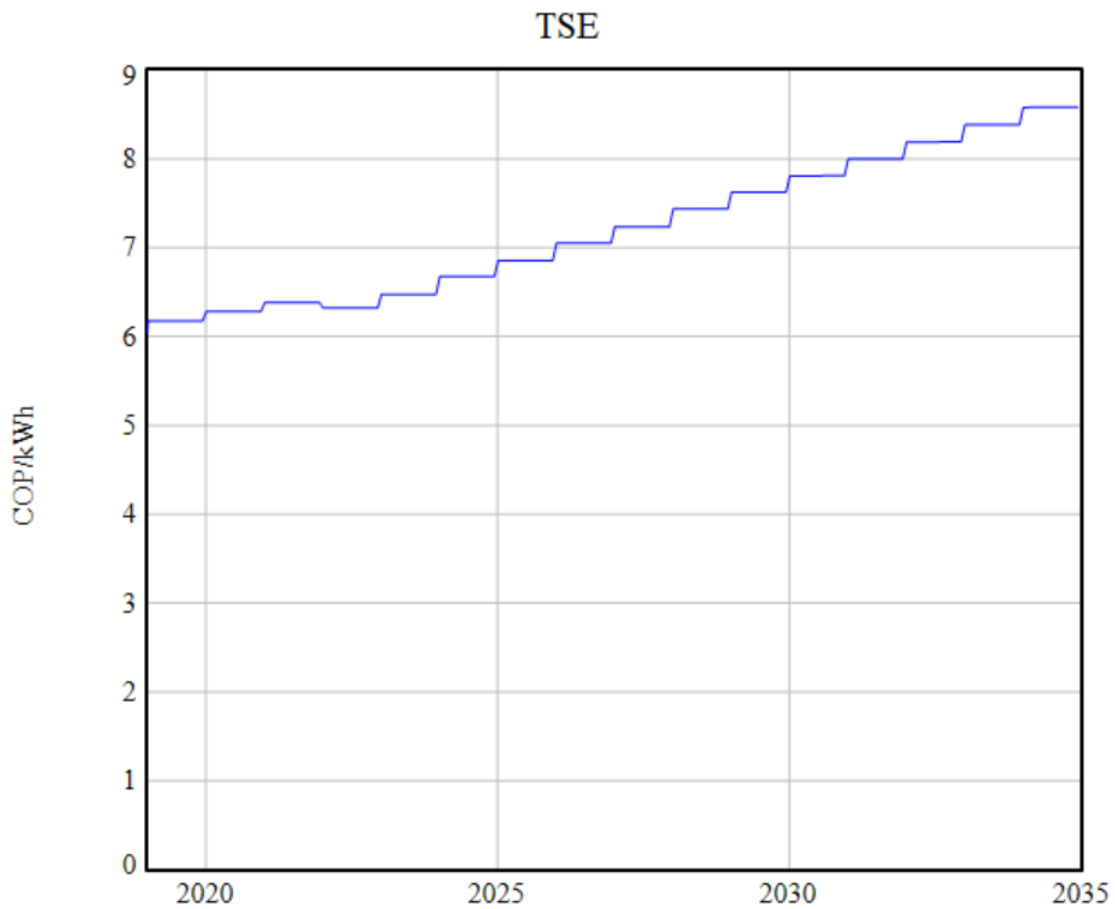


Figura 50. Proyección TSE en \$/kWh.

En la Figura 50 se observa el comportamiento de las TSE en \$/kWh, es importante tener en cuenta que, durante toda la vigencia de simulación, el porcentaje equivalente se mantuvo por encima del 5%, con tendencia a bajar para los años donde se tiene establecido la entrada de plantas de generación diferentes a las hidráulicas; en la Figura 50 se observa este comportamiento.

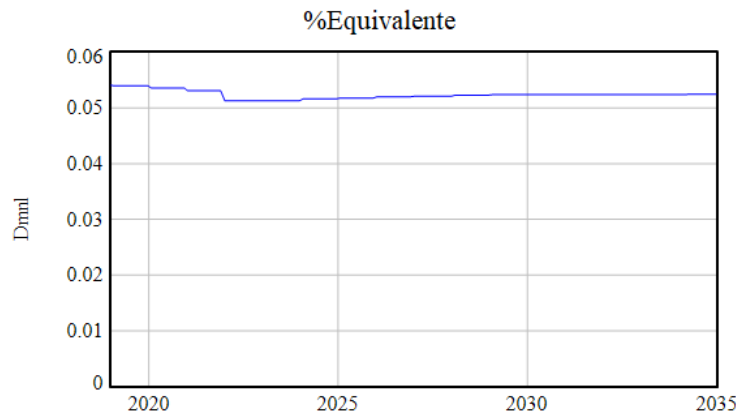


Figura 51. Proyección % equivalente adimensional.

Ahora bien, si se compran los resultados presentados en la Figura 50 y Figura 51 con los valores reales establecidos en la Tabla 14, tenemos que el modelo arroja valores superiores para las TSE en \$/kWh para el año 2019 como consecuencia de la disminución en la Capacidad Efectiva Neta del Sin -CEN con respecto al valor esperado, ocasionado por la no entrada a tiempo de algunos de los proyectos que la UPME tenía previstos para este año y que para fines del modelo fueron considerados a cabalidad, agrupándolos por tipo de tecnología.

fecha	TVB	%EQUIV	TSE \$/kWh
2018-07-01	95.57658	5.711992%	5.46
2018-08-01	95.57658	5.676166%	5.43
2018-09-01	95.57658	5.651225%	5.40
2018-10-01	95.57658	5.666313%	5.42
2018-11-01	95.57658	5.715228%	5.46
2018-12-01	95.57658	5.528825%	5.28
2019-01-01	105.00636	5.369722%	5.64
2019-02-01	105.00636	5.339518%	5.61
2019-03-01	105.00636	5.414769%	5.69
2019-04-01	105.00636	5.569601%	5.85
2019-05-01	105.00636	5.610743%	5.89
2019-06-01	105.00636	5.705286%	5.99
	Promedio	5.579949%	5.59252

Tabla 14. % Equivalente y TSE en \$/kWh a noviembre de 2019. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

AÑO	%EQUIV	TSE \$/kWh
2019	5.580%	5.59251922
% ERROR	3.061%	7.921%

Tabla 15. % Error modelo %Equiv y TSE.

Continuando con lo anterior, entre los resultados obtenidos a través del modelo y compilados en la Tabla 13 y Figura 50, y los valores reales representados en la Tabla 14 con la mejor información disponible a noviembre de 2019 de % Equivalente y TSE, requerida para la determinación del CVA vigente para el año 2020, sin considerar el ajuste del mes de junio de 2019, el porcentaje de error oscila alrededor del 3.061 % y 7.921 % respectivamente, valor que resulta ser positivo para determinar comportamientos y costos a futuro de los distintos interesados si tenemos en cuenta los contratiempos en la entrada de los distintos proyectos de generación en el país. Dada esta situación, en la Figura 51 se establecen los valores de generación real, demanda comercial y la holgura entre ellas representada a través del margen de reserva.

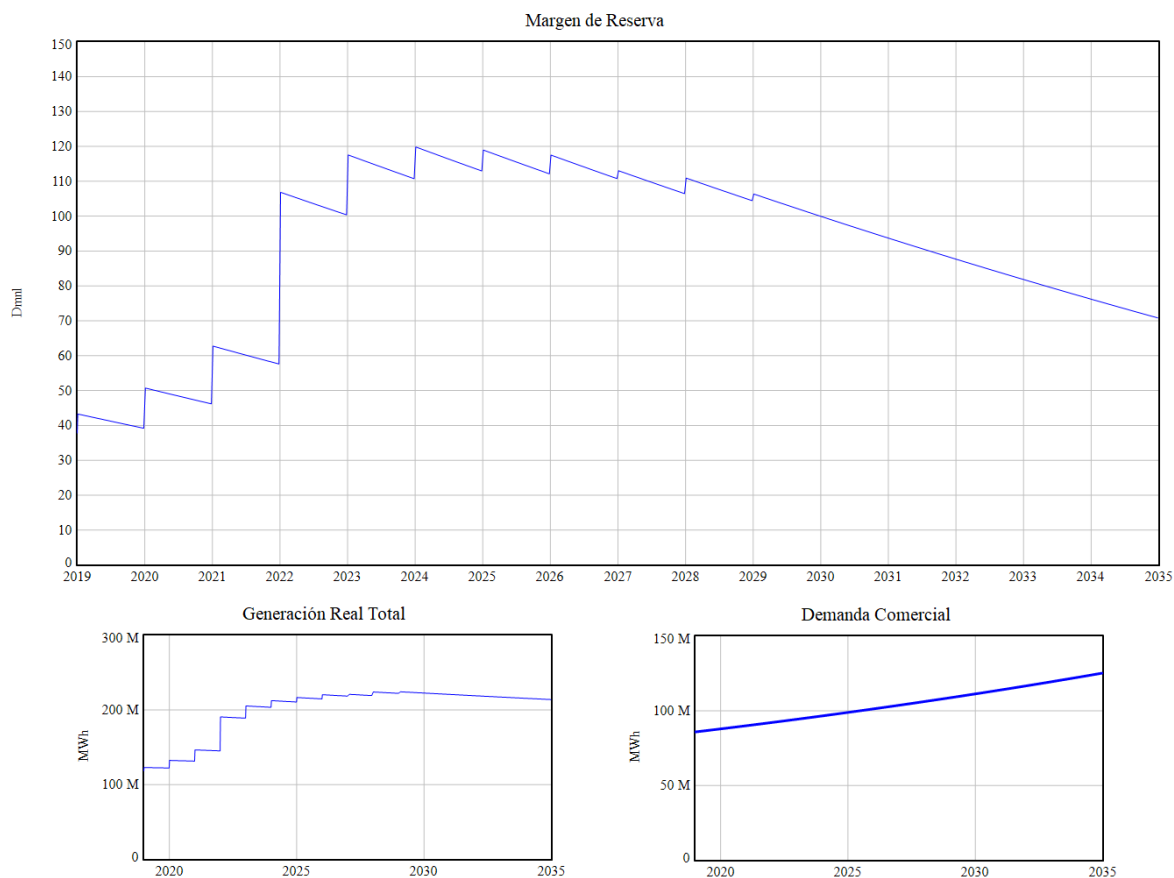


Figura 52. Proyección Generación real, demanda comercial y margen de reserva del sistema.

En la Figura 52 se observa el comportamiento de la generación real a través de los años modelados, donde es evidente que hasta el año 2029 la Capacidad Efectiva Neta del SIN -CEN sigue un patrón de crecimiento, como consecuencia de la entrada de proyectos como Pescadero-Ituango y demás proyectos FNCE y Térmicos, posterior a esto, se observa una tendencia a la baja de la CEN como consecuencia de las fechas de entrada de los proyectos registrados ante la UPME; por otra parte, la demanda comercial colombiana tiene una tendencia de crecimiento como consecuencia de lo establecido en la sección 6.1.12, situación que refleja un margen de reserva positivo en materia de disponibilidad de recursos energéticos con miras al año 2035, alcanzando un margen máximo para el año 2024 y un margen mínimo para finales del año 2019.

Por último, en la Figura 53 se presenta el comportamiento de las variables modeladas aleatoriamente, como consecuencia de su dependencia variables exógenas del modelo establecidas en la sección 6.1 y que serán objeto de futuros trabajos.

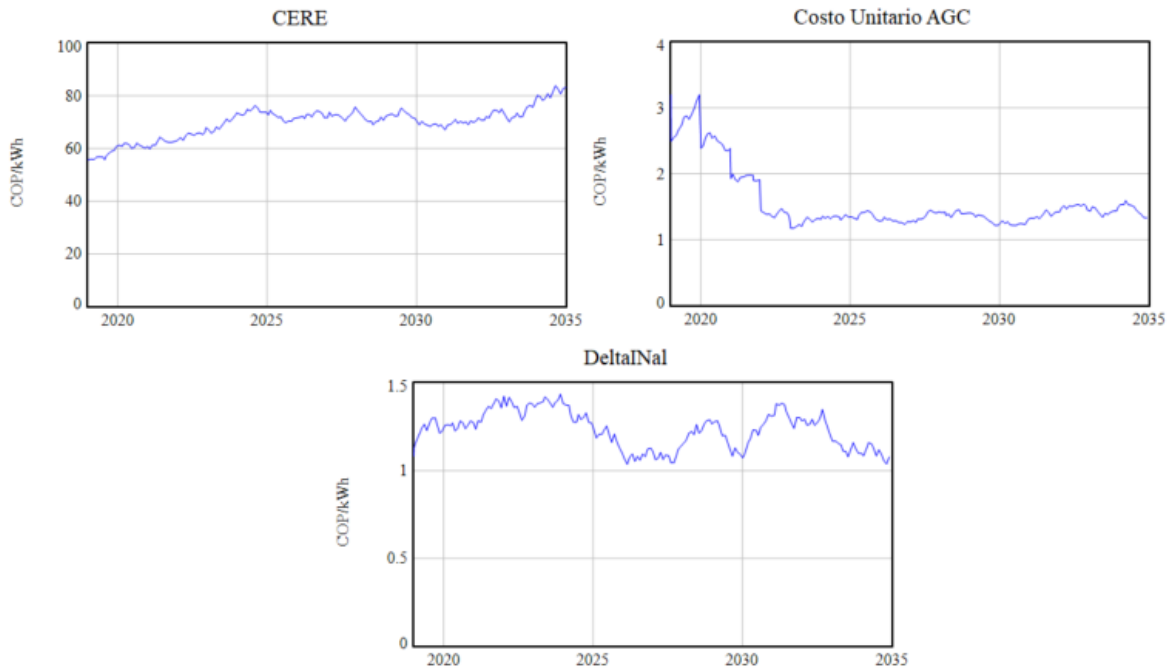


Figura 53. Proyección Generación real, demanda comercial y margen de reserva del sistema.

8.1 Conclusiones de sección

- La metodología establecida en la Resolución CREG 010 de 2018 implicó un incremento en la Tarifa de Venta en Bloque de 20.495 \$/kWh, traducido en un aumento del 27.298%.
- Con la nueva metodología de cálculo, las Transferencias del Sector Eléctrico para plantas térmicas incrementaron 0.820 \$/kWh, reflejado en un aumento del 27.297%.
- Con la nueva metodología de cálculo, las Transferencias del Sector Eléctrico para plantas hidráulicas incrementaron 1.230 \$/kWh, reflejado en un aumento del 27.298%.
- Entre los años 1997 a 2001, se presentaron los mayores crecimientos de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB, oscilando entre el 8% y el 18 %, mientras que desde el año 2010 se presentaban los menores crecimientos en la Tarifa de Venta en Bloque dado que este crecimiento del 3% no reflejaba el impacto ambiental que el sector de generación de energía eléctrica generaba y sigue generando, por lo que la nueva metodología de cálculo era necesaria; máxime lo manifestado por ASOCARS donde afirmaban que la meta de inflación es menor que el IPC real y segundo, que la TVB se encontraba rezagada con respecto a los precios de la bolsa de energía.

- La generación nacional total oscila conforme a la generación hidráulica nacional y apenas se ve afectada por la generación térmica nacional y generación proveniente de FNCE, situación que impulsa a Colombia a desarrollar incentivos y facilidades tal como lo está promoviendo la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG para la integración de estas fuentes de energía.
- Es importante mencionar que el valor del servicio de AGC determina en su mayor proporción el comportamiento de la Responsabilidad Comercial AGC -CURAGC y que el Valor a Distribuir de Arranque -VDA de los recursos térmicos que no fue remunerado a través del despacho ideal, predomina sobre la generación ideal, determinando así el comportamiento general del Delta I nacional.
- No se evidencia que en el literal C, del numeral ii), contenido en el artículo 1, de la Resolución CREG 010 de 2018, puedan ser incluidas aquellas plantas cuyas fuentes sean no convencionales. Así las cosas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas deberá expedir la regulación respectiva donde se considere lo acá mencionado.
- El valor de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB establecido en modelada para el año 2020 con respecto al valor presentado en la Tabla 5 podría llegar a ser mayor en 1.67 \$/kWh reflejado en un porcentaje de error del 1.48 %, situación que permite inferir una gran aproximación del modelo a la realidad colombiana.
- EL valor modelado de PPC de la Tabla 6 en comparación con el valor real de PPC de la Tabla 5 para el año 2020, será aproximadamente 1.03 \$/kWh superior equivalente a un porcentaje de error del 0.55%, esto teniendo en cuenta que el valor de PPC real es promediado con la mejor información disponible a noviembre de 2019 en pesos corrientes y considerando los meses de julio del año t-2 a junio del año t-1, situación que refleja lo manifestado anteriormente en cuanto a la proximidad entre el modelo y la realidad de Colombia; situación similar ocurre con los Costos Variables Agregados del SIN que para el año en mención presenta un porcentaje de error del 0.87% reflejado en 0.64 \$/kWh.
- El modelo es próximo a la realidad donde la variable más acertada es el PPC, seguido por el CVA y por último se tiene que aproximadamente la acumulación de los errores de ambas variables refleja el porcentaje de error de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB.
- En Colombia, a noviembre de 2019 se encuentran generando únicamente 4 proyectos de generación cuya capacidad efectiva neta acumulada es de 103.28 MW, situación que representa el 0.42% de la capacidad efectiva neta total del SIN, sin embargo para este año se esperaba una capacidad efectiva

neta acumulada en FNCE de 6.972 GW, situación que representaría el 28.5% de la CEN total del SIN y que establecería en 2% por la TVB vigente los aportes de Ley 1955 de 2019 requerido para las TSE y liquidaciones del MEM; dicha situación que no fue satisfactoria se esperaba sea cumplida para el año 2020 conforme a lo establecido en el modelo.

- El modelo arroja valores superiores para las TSE en \$/kWh para el año 2019 como consecuencia de la disminución en la Capacidad Efectiva Neta del Sin-CEN con respecto al valor esperado, ocasionado por la no entrada a tiempo de algunos de los proyectos que la UPME tenía previstos para este año y que para fines del modelo fueron considerados a cabalidad, agrupándolos por tipo de tecnología.
- El margen de reserva en materia energética para Colombia se presenta positivo y halagador, pues en materia de disponibilidad de recursos energéticos con miras al año 2035, se alcanza un margen máximo para el año 2024 de aproximadamente el 120 % y un margen mínimo de aproximadamente el 39% para finales del año 2019.

9. ESCENARIOS

Para el modelo definido en la sección 8, se establecen cuatro (4) posibles escenarios con igual probabilidad de ocurrencia, donde se eligen dos variables que podrían presentar la mayor dinámica y que a su vez tienen incidencia directa sobre el modelo, afectando una directamente la Tarifa de Venta en Bloque -TVB como lo es el PPC y otra afectando el denominador del Delta I Nacional, que influye directamente sobre el valor del CVA, y por ende sobre la Tarifa de Venta en Bloque -TVB.

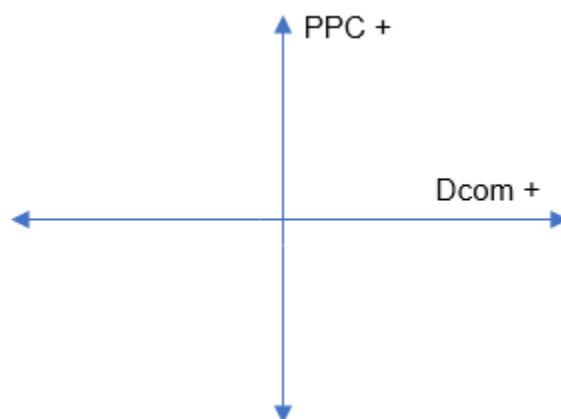


Figura 54. Escenarios

Ahora bien, para determinar los valores máximos y mínimos del Precio Promedio Ponderado por las Cantidades de Energía Comprada en todos Contratos de Largo Plazo Despachados con excepción de aquellos cuyos precios sean determinados de acuerdo a una fórmula-PPC y de la Demanda Comercial así como tus tasas de crecimiento se tienen en cuenta varias situaciones; para el PPC se establece una tasa de crecimiento en el escenario máximo del 4%, como consecuencia de una posible escasez de fuentes de energía o indisponibilidades de recursos que conlleve a incrementar los precios de los contratos de largo plazo, y una tasa de crecimiento para el escenario mínimo del 0.5% como consecuencia del cumplimiento de los objetivos propuestos por el regulador como la integración de las fuentes de energía no convencionales, o por las subastas de contratación de largo plazo de FNCE establecidas por el Ministerio de Minas y Energía o como consecuencia de la libre competencia del mercado. Para la Demanda Comercial se establece un escenario máximo con una tasa de crecimiento del 3.89%, equivalente a la mayor tasa de crecimiento de Colombia para el periodo 2019 – 2033, relacionado con la región oriental de Colombia, y un escenario mínimo con una tasa de crecimiento del 1.02% equivalente al crecimiento de los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda. (Unidad de Planeación Minero-Energética, 2019b)

Para los distintos escenarios, se determinan las variables más relevantes a la hora de determinar las Transferencias del Sector Eléctrico en pesos constantes a septiembre de 2019, como lo son la Tarifa de Venta en Bloque -TVB, Precio

Promedio Ponderado de los contratos -PPC y Costos Variables Agregados del SIN -CVA.

9.1 Escenario 1 PPC máximo, Demanda Comercial máxima

En la Tabla 16 se presenta el valor de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019, donde se evidencia que, bajo estas condiciones para la vigencia establecida, la TVB podría llegar a incrementar alrededor de 150,578 \$/kWh hasta el año 2035 superando en 98.556 \$/kWh aproximadamente la TVB modelada bajo las condiciones actuales y establecidas en la sección 8.

AÑO	TVB \$/kWh
2019	111.57941
2020	118.42701
2021	125.52570
2022	132.93365
2023	140.64342
2024	148.64973
2025	156.95396
2026	165.61238
2027	174.65865
2028	184.08763
2029	193.88344
2030	204.12050
2031	214.79892
2032	225.95911
2033	237.55879
2034	249.62323
2035	262.15790

Tabla 16. Escenario 1, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

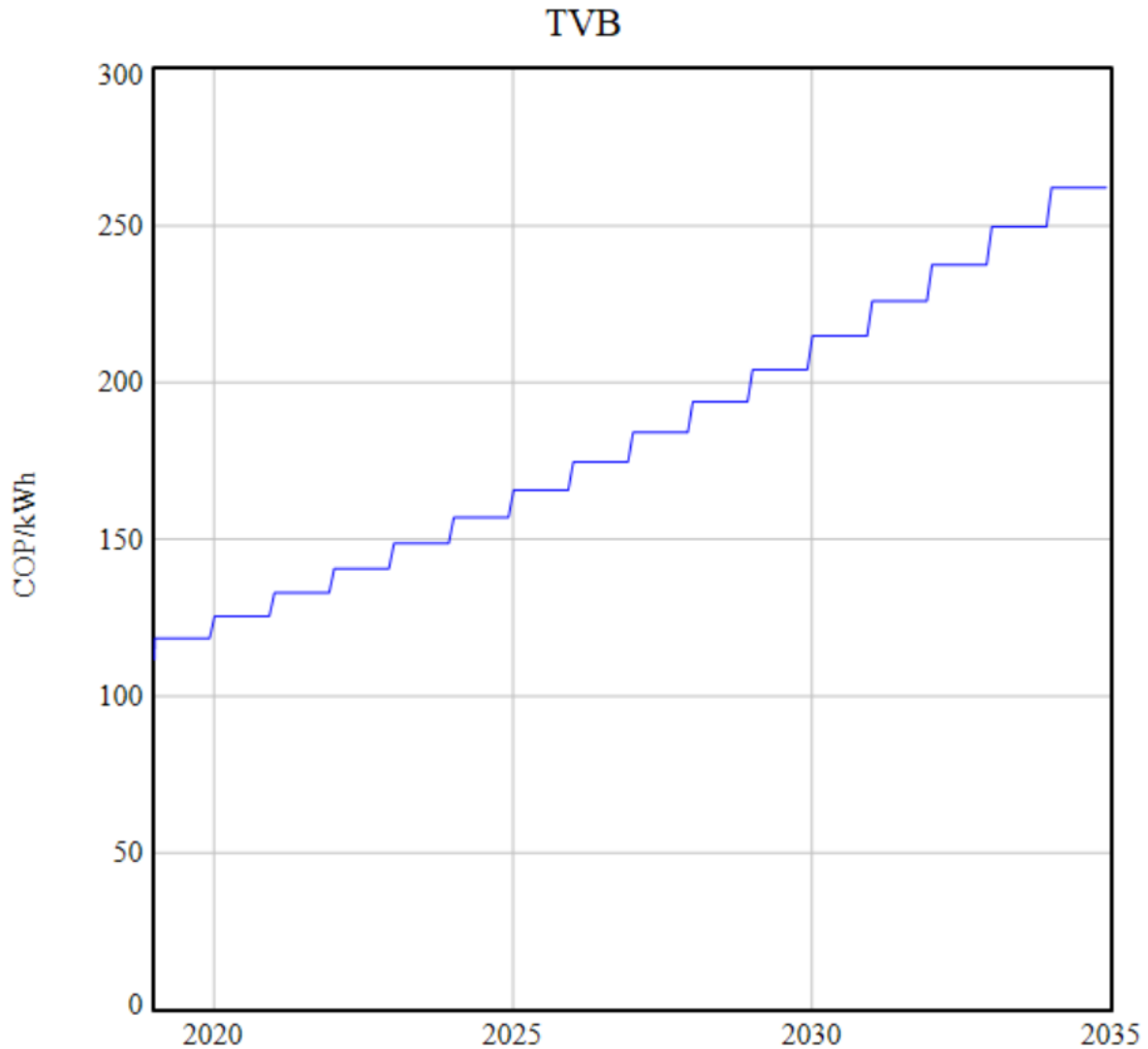


Figura 55. Proyección escenario 1 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

En la Figura 55 se observa la variación anual de la TVB conforme a lo manifestado anteriormente, donde la proporción de crecimiento anual es mayor a la proyectada en condiciones actuales; dado esto, se procede a graficar la pendiente y realizar la respectiva comparación tal como se evidencia en la Figura 56.

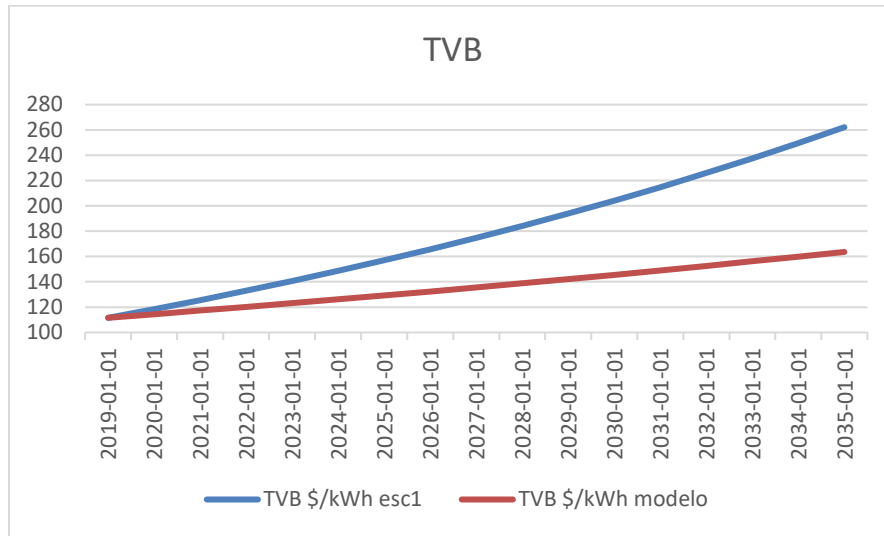


Figura 56. Proyección escenario 1 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

En la Figura 56, es evidente que para el escenario 1 la Tarifa de Venta en bloque - TVB presenta una pendiente mayor a la TVB modelada bajo las condiciones actuales, donde esta última sería el resultado de un escenario menos conveniente para el país, pues si bien la contribución de los generadores a las CAR, municipios y Parques Naturales sería de gran apoyo en materia ambiental, este traería consigo un alza en los precios de contratación de la energía a largo plazo, traducido a la demanda como un mayor costo de la energía y del servicio, situación que iría en contra de los objetivos nacionales que se esperan para Colombia, máxime que este escenario implicaría un incremento máximo de demanda traducido como un mayor impacto ambiental y una menor consciencia ciudadana.

AÑO	PPC \$/kWh esc1	PPC \$/kWh modelo	CVA \$/kWh esc1	CVA \$/kWh modelo
2019-01-01	184.4530029	184.4530029	72.87359619	72.87359619
2020-01-01	191.8311157	187.8348389	73.40411377	73.40411377
2021-01-01	199.5043640	191.2786713	73.97866821	73.97712708
2022-01-01	207.4845428	194.7856598	74.55088043	74.54619598
2023-01-01	215.7839203	198.3569336	75.14051056	75.13103485
2024-01-01	224.4152832	201.9936829	75.76554871	75.74973297
2025-01-01	233.3918915	205.6971283	76.43792725	76.41392517
2026-01-01	242.7275696	209.4684601	77.11519623	77.0809021
2027-01-01	252.4366760	213.3089294	77.77802277	77.73116302
2028-01-01	262.5341492	217.2198334	78.44651031	78.38476563
2029-01-01	273.0354919	221.2024231	79.15205383	79.07302856
2030-01-01	283.9569092	225.2580414	79.83642578	79.73764801
2031-01-01	295.3151855	229.3880005	80.5162735	80.39481354
2032-01-01	307.1278076	233.5937042	81.16870117	81.02201843

2033-01-01	319.4129028	237.8764954	81.85411835	81.67918396
2034-01-01	332.1894226	242.2378235	82.56620026	82.35974121
2035-01-01	345.4770203	246.6791077	83.31912231	83.07765198

Tabla 17. Escenario 1, PPC - CVA en \$/kWh

En la Tabla 17 se establecen los valores proyectados y comparativos entre el escenario 1 y el modelo bajo las condiciones actuales, donde se evidencia el crecimiento importante del PPC, que finalmente determina el incremento de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB, tal como se observa en la Figuras 56 y en la Figura 57. Por otra parte, los valores de CVA a pesar de la condición establecida en este escenario, no distan mucho de los valores modelados bajo las condiciones actuales, tal como se evidencia en la Figura 57, donde adicionalmente es importante tener en cuenta la afectación de las variables aleatorias entre este escenario y el modelo.

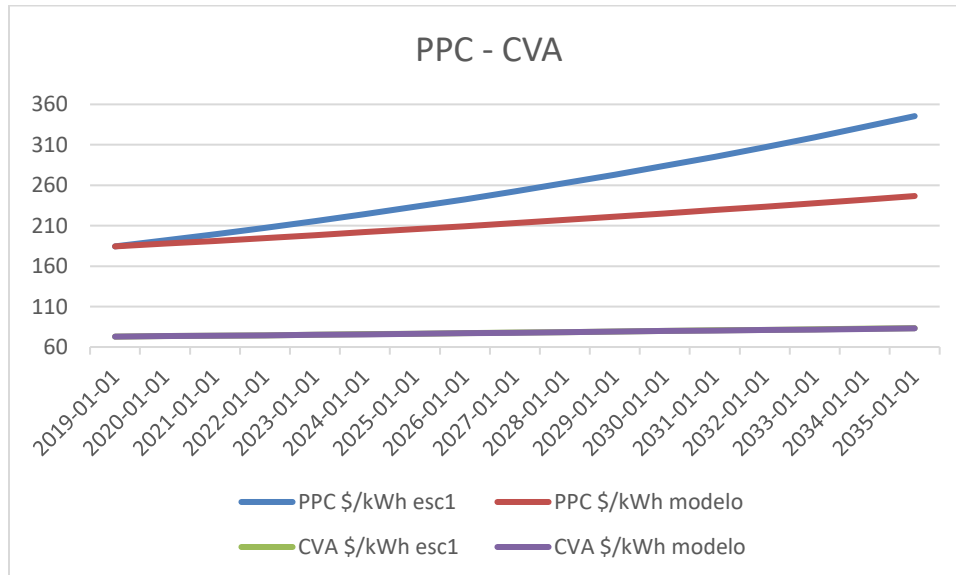


Figura 57. Proyección escenario 1 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

9.2 Escenario 2 PPC máximo, Demanda Comercial mínima

En la Tabla 18 se presenta el valor de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019, donde se evidencia que, bajo estas condiciones para la vigencia establecida, la TVB podría llegar a incrementar alrededor de 150,5462 \$/kWh hasta el año 2035 superando en 98.524 \$/kWh aproximadamente la TVB modelada bajo las condiciones actuales y establecidas en la sección 8.

AÑO	TVB \$/kWh esc2
2019-01-01	111.5794067
2020-01-01	118.4270096
2021-01-01	125.5254288
2022-01-01	132.9328156
2023-01-01	140.6416626
2024-01-01	148.6467438
2025-01-01	156.9494324
2026-01-01	165.6061554
2027-01-01	174.6507111
2028-01-01	184.0777130
2029-01-01	193.8712616
2030-01-01	204.1054840
2031-01-01	214.7812500
2032-01-01	225.9379425
2033-01-01	237.5339355
2034-01-01	249.5946350
2035-01-01	262.1256409

Tabla 18. Escenario 2, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

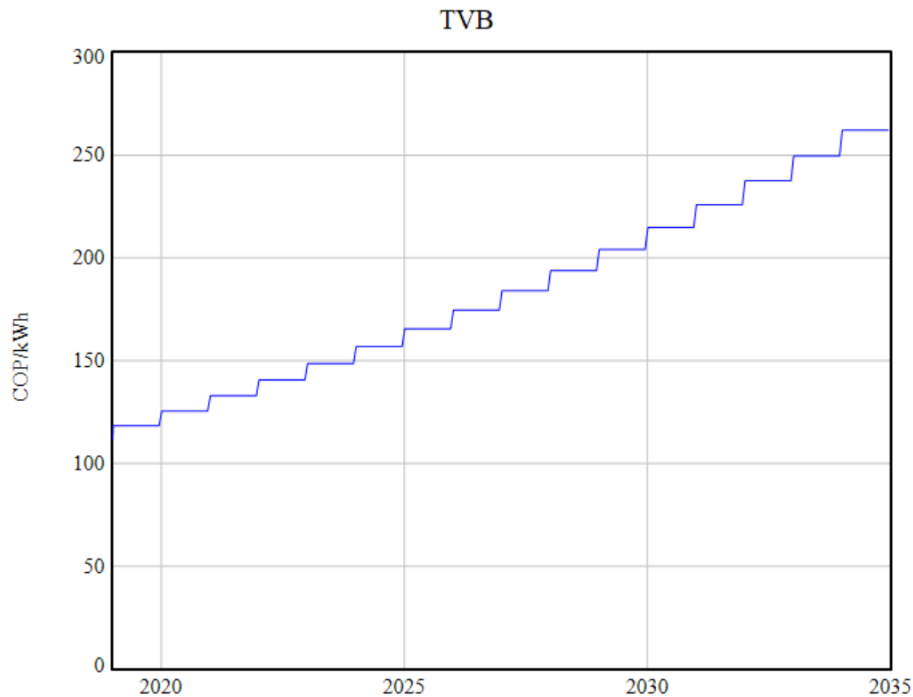


Figura 58. Proyección escenario 2 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

En la Figura 58 se observa un comportamiento similar al representado en la figura 55, donde se reflejan diferencias mínimas entre ambos, independientemente de la condición establecida para la Demanda Comercial. Ahora bien, en este escenario la afectación de la reducción en la tasa de crecimiento de la Demanda Comercial en Colombia afecta ligeramente la componente CVA sin reflejar afectaciones considerables sobre la Tarifa de Venta en Bloque, tal como se evidencia en la Figura 59.

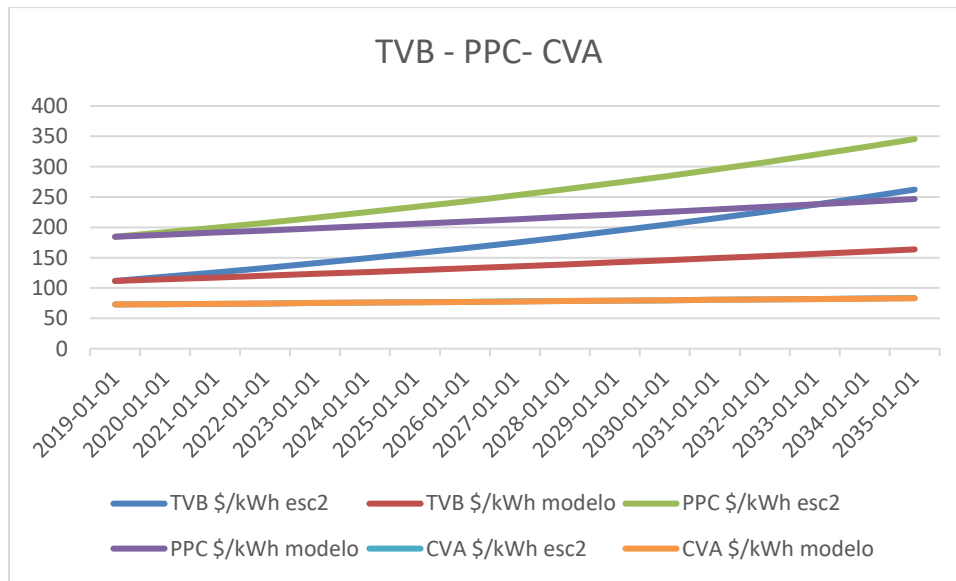


Figura 59. Proyección escenario 2 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

Es evidente que la TVB bajo el escenario 1 y el escenario 2 viene determinada en gran proporción por los Precios Promedios Ponderados de la energía eléctrica en contratos de largo plazo – PPC y no se ve muy influenciada por posibles fluctuaciones en la tasa de crecimiento de la demanda, puesto que a pesar de que dicha tasa de crecimiento sea realmente importante para el desarrollo económico, social y de los demás sectores del país, para fines de las Transferencias del Sector Eléctrico tal como se observa en la Tabla 19, no tienen gran afectación, situación que resulta provechosa para las distintas proyecciones económicas de cara a la conservación del medio ambiente

AÑO	TVB \$/kWh esc2	TVB \$/kWh modelo	PPC \$/kWh esc2	PPC \$/kWh modelo	CVA \$/kWh esc2	CVA \$/kWh modelo
2019	111.58	111.58	184.45	184.45	72.87	72.87
2020	118.43	114.43	191.83	187.83	73.40	73.40
2021	125.53	117.30	199.50	191.28	73.98	73.98
2022	132.93	120.24	207.48	194.79	74.55	74.55
2023	140.64	123.23	215.78	198.36	75.14	75.13
2024	148.65	126.24	224.42	201.99	75.77	75.75
2025	156.95	129.28	233.39	205.70	76.44	76.41

2026	165.61	132.39	242.73	209.47	77.12	77.08
2027	174.65	135.58	252.44	213.31	77.79	77.73
2028	184.08	138.84	262.53	217.22	78.46	78.38
2029	193.87	142.13	273.04	221.20	79.16	79.07
2030	204.11	145.52	283.96	225.26	79.85	79.74
2031	214.78	148.99	295.32	229.39	80.53	80.39
2032	225.94	152.57	307.13	233.59	81.19	81.02
2033	237.53	156.20	319.41	237.88	81.88	81.68
2034	249.59	159.88	332.19	242.24	82.59	82.36
2035	262.13	163.60	345.48	246.68	83.35	83.08

Tabla 19. Escenario 2, Tarifa de Venta en Bloque -TVB, PPC, CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

9.3 Escenario 3 PPC mínimo, Demanda Comercial mínima

Bajo este escenario, se tiene que el valor de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019, para la vigencia establecida, podría llegar a incrementar alrededor de 5.24 \$/kWh hasta el año 2035, siendo inferior en 46.79 \$/kWh aproximadamente a la TVB modelada bajo las condiciones actuales y establecidas en la sección 8. En este orden de ideas, en la Tabla 20 se presentan los valores de TVB, determinada con las condiciones del escenario 3 acá mencionado, donde es evidente que para fines de la preservación del medio ambiente por concepto de Transferencias del sector eléctrico -TSE, este no sería el escenario más favorable. Cabe mencionar que estos valores se encuentran en pesos constantes al mes de septiembre de 2019 y de requerirse obtener el valor en pesos corrientes a la fecha deseada, se deberán realizar las actualizaciones correspondientes.

AÑO	TVB \$/kWh esc3
2019-01-01	111.5794067
2020-01-01	111.9711533
2021-01-01	112.3259277
2022-01-01	112.6901779
2023-01-01	113.0442047
2024-01-01	113.3698502
2025-01-01	113.6556168
2026-01-01	113.9444046
2027-01-01	114.2557831
2028-01-01	114.5696793
2029-01-01	114.8547592
2030-01-01	115.1693039
2031-01-01	115.4974823
2032-01-01	115.8613663

2033-01-01	116.2013702
2034-01-01	116.5242233
2035-01-01	116.8160706

Tabla 20. Escenario 3, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

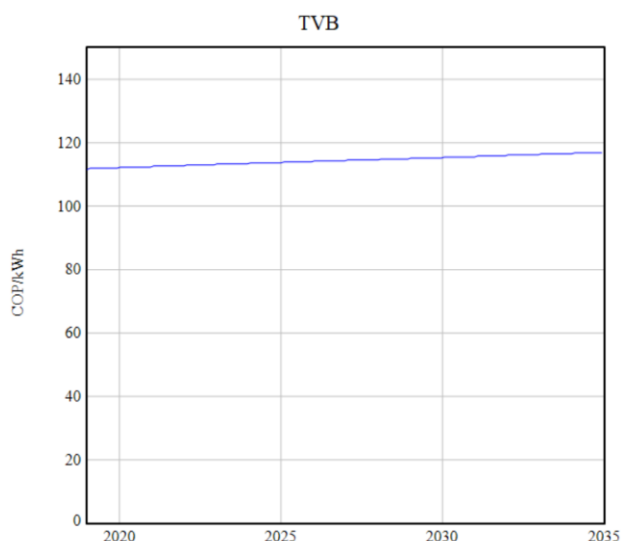


Figura 60. Proyección escenario 3 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

En la figura 60 se observa que el crecimiento de la Tarifa en Venta en Bloque es reducido como consecuencia de la tasa de incremento del PPC evidenciando que, para este escenario, al igual que en los anteriores, la TVB viene siendo determinada conforme al comportamiento del PPC con una influencia mínima del comportamiento de la Demanda Comercial nacional. En este orden de ideas, en la Tabla 21 se presentan los valores comparativos entre el escenario 3 y el comportamiento del modelo en condiciones actuales.

AÑO	TVB \$/kWh esc3	TVB \$/kWh modelo	PPC \$/kWh esc3	PPC \$/kWh modelo	CVA \$/kWh esc3	CVA \$/kWh modelo
2019	111.58	111.58	184.45	184.45	72.87	72.87
2020	111.97	114.43	185.38	187.83	73.40	73.40
2021	112.33	117.30	186.30	191.28	73.98	73.98
2022	112.69	120.24	187.23	194.79	74.54	74.55
2023	113.04	123.23	188.17	198.36	75.13	75.13
2024	113.37	126.24	189.11	201.99	75.74	75.75
2025	113.66	129.28	190.06	205.70	76.40	76.41
2026	113.94	132.39	191.01	209.47	77.06	77.08
2027	114.26	135.58	191.96	213.31	77.71	77.73
2028	114.57	138.84	192.92	217.22	78.35	78.38

2029	114.85	142.13	193.89	221.20	79.03	79.07
2030	115.17	145.52	194.86	225.26	79.69	79.74
2031	115.50	148.99	195.83	229.39	80.33	80.39
2032	115.86	152.57	196.81	233.59	80.95	81.02
2033	116.20	156.20	197.79	237.88	81.59	81.68
2034	116.52	159.88	198.78	242.24	82.26	82.36
2035	116.82	163.60	199.78	246.68	82.96	83.08

Tabla 21. Escenario 3, Tarifa de Venta en Bloque -TVB, PPC, CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

Para este escenario, a similitud de los anteriores, la componente CVA se ve apenas afectada por el comportamiento de la Demanda Comercial, reflejando la importancia de las tarifas de los contratos de largo plazo sobre las TSE tal como se evidencia en la Figura 61.

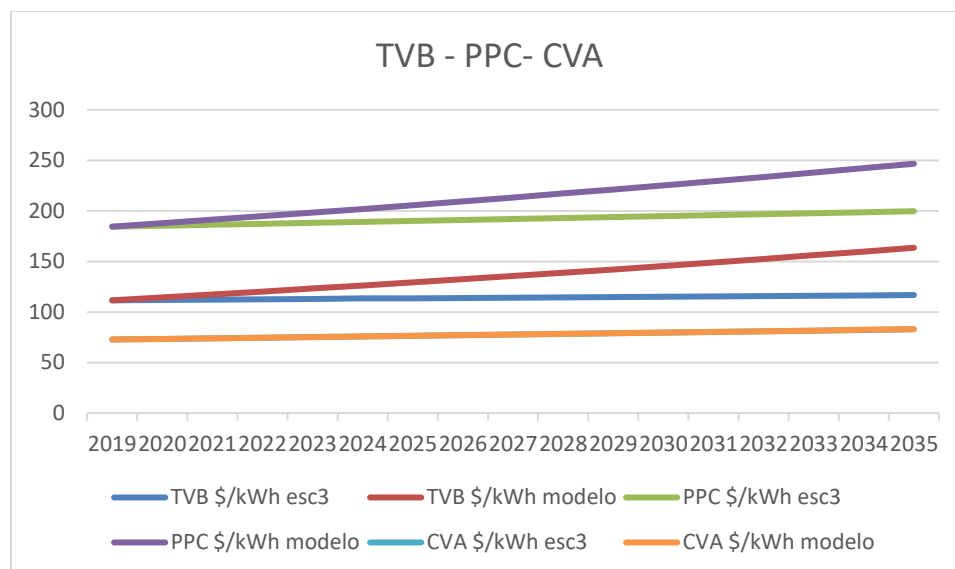


Figura 61. Proyección escenario 3 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

9.4 Escenario 4 PPC mínimo, Demanda Comercial máxima

A similitud de los escenarios anteriores, el PPC continúa siendo la variable más significativa en la determinación de la Tarifa de Venta en Bloque -TVB; bajo estas condiciones la TVB crecería aproximadamente 5.27 \$/kWh hasta el año 2035, siendo inferior en 46.75 \$/kWh aproximadamente a la TVB modelada bajo las condiciones actuales y establecidas en la sección 8. En la Tabla 22 se presentan los valores obtenidos de TVB por vigencias anuales.

AÑO	TVB \$/kWh esc4
2019	111.5794067
2020	111.9711533
2021	112.3262024
2022	112.6910172
2023	113.0459595
2024	113.3728256
2025	113.660141
2026	113.9506226
2027	114.2637253
2028	114.5795898
2029	114.866951
2030	115.1843033
2031	115.515152
2032	115.8825302
2033	116.2262344
2034	116.5528183
2035	116.8483276

Tabla 22. Escenario 4, Tarifa de Venta en Bloque -TVB en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

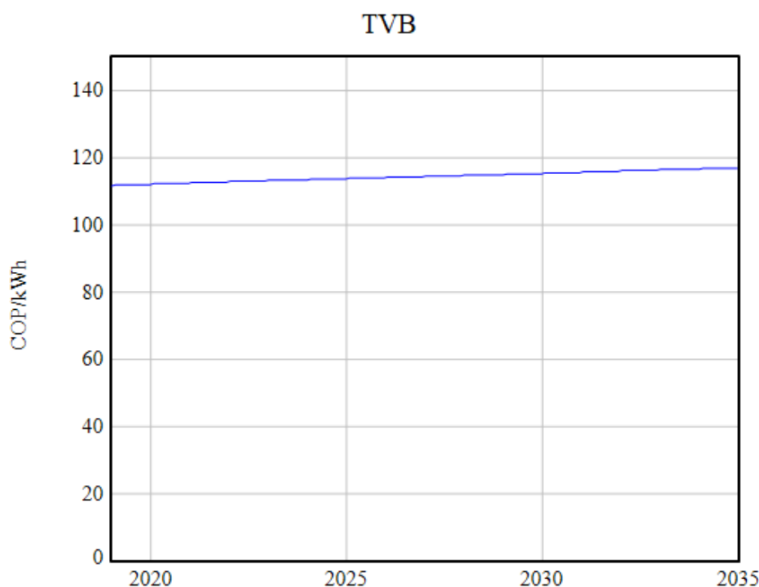


Figura 62. Proyección escenario 3 TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

En la Figura 62 se evidencia el comportamiento de la TVB, donde el escenario es similar al representado en la figura 60 donde es evidente que, para fines de la preservación del medio ambiente, este escenario no sería el más ideal, a pesar de que las actuaciones del regulador pretendan ir en la línea de este. Si bien la

Demanda Comercial se ve incrementada, esta no genera grandes variaciones sobre el Delta I Nacional ni sobre los CVA tal como se establece en la Tabla 23.

AÑO	TVB \$/kWh esc4	TVB \$/kWh modelo	PPC \$/kWh esc4	PPC \$/kWh modelo	CVA \$/kWh esc4	CVA \$/kWh modelo
2019	111.58	111.58	184.45	184.45	72.87	72.87
2020	111.97	114.43	185.38	187.83	73.40	73.40
2021	112.33	117.30	186.30	191.28	73.98	73.98
2022	112.69	120.24	187.23	194.79	74.54	74.55
2023	113.05	123.23	188.17	198.36	75.12	75.13
2024	113.37	126.24	189.11	201.99	75.74	75.75
2025	113.66	129.28	190.06	205.70	76.40	76.41
2026	113.95	132.39	191.01	209.47	77.06	77.08
2027	114.26	135.58	191.96	213.31	77.70	77.73
2028	114.58	138.84	192.92	217.22	78.34	78.38
2029	114.87	142.13	193.89	221.20	79.02	79.07
2030	115.18	145.52	194.86	225.26	79.67	79.74
2031	115.52	148.99	195.83	229.39	80.31	80.39
2032	115.88	152.57	196.81	233.59	80.93	81.02
2033	116.23	156.20	197.79	237.88	81.57	81.68
2034	116.55	159.88	198.78	242.24	82.23	82.36
2035	116.85	163.60	199.78	246.68	82.93	83.08

Tabla 23. Escenario 4, Tarifa de Venta en Bloque -TVB, PPC, CVA en \$/kWh constantes a septiembre de 2019.

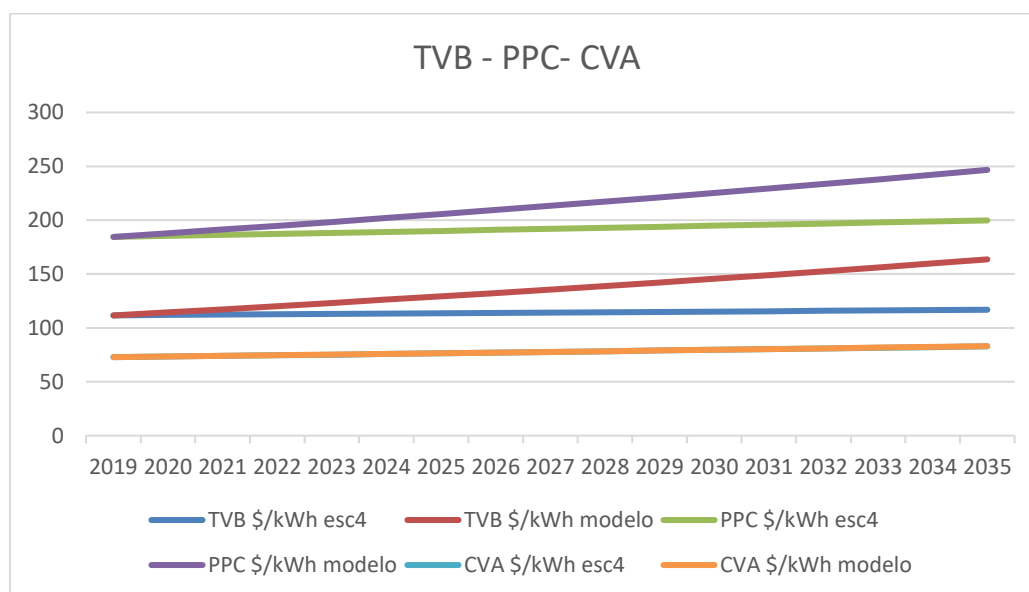


Figura 63. Proyección escenario 4 vs Modelo TVB \$/kWh constantes a septiembre de 2019

Al igual que en todos los escenarios, en el escenario 4 representado en la Figura 63, las variaciones en los Costos Variables Agregados del SIN -CVA son mínimas ante variaciones en la tasa de crecimiento de la Demanda Comercial del SIN, dejando el modelo a merced del despacho de los contratos bilaterales de largo plazo, precios que se espera tiendan a disminuir en el tiempo como consecuencia de la apertura de mercados e inclusión de las Fuentes no Convencionales de Energía Eléctrica -FNCE.

9.5 Conclusiones de sección

- En todos los escenarios modelados, la Tarifa de Venta en Bloque es definida en gran proporción por las tarifas de despacho de los contratos bilaterales de largo plazo, donde se refleja una relación directamente proporcional entre Precio Promedio Ponderado por las cantidades de energía comprada en todos los contratos de largo plazo despachados (PPC), con excepción de los contratos con precios determinables de acuerdo a una fórmula con la Tarifa de Venta en Bloque -TVB requerida para la determinación de las Transferencias del Sector Eléctrico -TSE donde el efecto de la tasa de crecimiento de la Demanda Comercial Nacional -DC es despreciable a pesar de que esta última sea realmente importante para el desarrollo económico, social y de los demás sectores del país, situación que resulta provechosa para las distintas proyecciones económicas de cara a la conservación del medio ambiente, pues dependerán de dichas tarifas de largo plazo.
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG en el momento donde las tarifas de los contratos de largo plazo comiencen a disminuir considerablemente, como consecuencia de la integración de las FNCE y de la apertura de los mercados de energía eléctrica tal como se pretende en Colombia, deberá revisar nuevamente si el mecanismo de tributación establecido en la Resolución CREG 010 de 2018 y validar si este continúa siendo un ingreso que equipare el impacto ambiental de la generación de energía eléctrica, pues bien, como se evidencio en el escenario 3 y 4, la TVB apenas incrementaría alrededor de 5.27 \$/kWh hasta el año 2035.
- Como escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia, se presentan el 1 y el 4, donde la Demanda Comercial Nacional podría incrementar a una mayor tasa, indiferentemente de la generación distribuida que pueda presentarse, pues esta última igualmente genera un impacto ambiental a mitigar, y donde los Precios Promedios Ponderados -PPC puedan tender a disminuir o a incrementar, donde la opción más probable es que dichas tarifas tiendan a disminuir; pudiendo así llegar a un escenario 4 donde la Tarifa de Venta en Bloque -TVB incremente en proporción de 5.2 \$/kWh contantes hasta el año 2035 generando así un impacto no cubierto que traiga como consecuencia el pronunciamiento de los ministerios y cuerpos reguladores respectivos.

10. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

10.1 Conclusiones generales y recomendaciones

- Los resultados obtenidos en el modelo otorgan información relevante para los distintos interesados en materia de Transferencias del Sector Eléctrico - TSE, que puede llegar a facilitarles actividades como presupuestar, establecer proyectos, calcular inversiones, calcular impuestos, ejecutar actividades en pro de la conservación ambiental.
- Colombia a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible debe organizar, estandarizar y publicar las jurisdicciones territoriales por cada Corporación Autónoma Regional -CAR, de tal forma que dichas contribuciones puedan ser sujeto de verificaciones, vigilancia y control por parte de las autoridades nacionales.
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en conjunto con el Congreso de la Republica, han estado expidiendo leyes y resoluciones alineadas con la preservación del medio ambiente, como las manifestadas en este documento, sin embargo, el regulador deberá adaptar lo establecido en la Resolución CREG 010 de 2018 a lo establecido en la Ley 1955 de 2019.
- No se evidencia que en el literal C, del numeral ii), contenido en el artículo 1, de la Resolución CREG 010 de 2018, puedan ser incluidas aquellas plantas cuyas fuentes sean no convencionales. Así las cosas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas deberá expedir la regulación respectiva donde se considere lo acá mencionado, pues bien, como se estableció en la sección 8.1, se recomienda a la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, incluir dentro de la variable TSE el porcentaje establecido en el Artículo 289, parágrafo 4, de la Ley 1955 de 2019 para las FNCE, con la finalidad de disminuir el % equivalente y a su vez, disminuir los Costos Variables Agregados del SIN – CVA con miras a incrementar la TVB y así mitigar los impactos ambientales venideros.
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG deberá realizar seguimientos anuales al modelo establecido en la Resolución CREG 010 de 2018 dado que la incorporación de las FNCE podría disminuir considerablemente las tarifas de los contratos de largo plazo y así afectar las TSE.

10.2 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

10.2.1 Objetivo específico 1

“Establecer indicadores que permitan conocer las características de las Transferencias del Sector Eléctrico y así determinar su comportamiento y evolución en el tiempo.”

En el documento se puede encontrar el cumplimiento de este objetivo en la sección 8 y sección 9.

10.2.2 Objetivo específico 2

“Desarrollar un modelo de simulación que evalúe el efecto de las variables establecidas en la Resolución CREG 010 de 2018 sobre las TSE.”

En el documento se puede encontrar el cumplimiento de este objetivo en la sección 6.

10.2.3 Objetivo específico 3

“Evaluar diferentes escenarios en las TSE teniendo en cuenta la situación energética nacional y la Tarifa de Venta en Bloque – TVB.”

En el documento se puede encontrar el cumplimiento de este objetivo en la sección 9.

10.2.4 Objetivo general

“Evaluar el comportamiento de las Transferencias del Sector Eléctrico -TSE bajo el esquema establecido en la Resolución CREG 010 de 2018.”

En el documento se puede encontrar el cumplimiento de este objetivo en la sección 8.

10.3 Trabajos futuros

Como trabajos futuros, se encuentra el eliminar la aleatoriedad de las variables Costo Equivalente Real de la Energía -CERE y modelarla en función de lo establecido en la Resolución CREG 049 de 2018, eliminar la aleatoriedad del costo de la Responsabilidad Comercial AGC -CURAGC establecido en la Resolución CREG 027 de 2016 y eliminar la aleatoriedad del Valor a Distribuir de Arranque -VDA de los recursos térmicos establecido en la Resolución CREG 051 de 2009.

11. REFERENCIAS

- Ambiente Y Desarrollo Sostenible, M. DE, & Duque Márquez Presidente La República Ricardo José Lozano Picón Ministro De Ambiente Y Desarrollo Sostenible Roberto Mario Esmeral Berrio Viceministro De Ordenamiento Ambiental Y Sina, I. DE. (2017). *REPÚBLICA DE COLOMBIA*.
- Andrés, I. J., & Henao, V. (2014). *Modelo de gestión para las transferencias del sector eléctrico*.
- Andrés, J., Henao, V., & Diego Vélez Gómez, L. (2015). *Evaluación de las transferencias del sector eléctrico. El caso de San Carlos y el Oriente Antioqueño* (Vol. 14). Retrieved from <http://www.scielo.org.co/pdf/rrium/v14n27/v14n27a10.pdf>
- Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - ACOLGEN. (2019). Mapa Transferencias del Sector Eléctrico – Acolgen. Retrieved December 7, 2019, from <https://www.acolgen.org.co/mapa-transferencias-del-sector-electrico/>
- Asociación de Corporaciones Autónomas Regionales - ASOCARS. (2017). *Fijación Tarifa de Venta en Bloque de Energía Eléctrica para efectos de liquidación de Transferencias del Sector Eléctrico*. Retrieved from [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/a29b7012b927fa9705258155007de8df/\\$FILE/Circular_037_Anexos.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/a29b7012b927fa9705258155007de8df/$FILE/Circular_037_Anexos.pdf)
- Bedoya, J. N. (2017). Tributación ambiental en Colombia. Retrieved December 7, 2019, from <https://repository.unimilitar.edu.co/handle/10654/16090>
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile BCN. (2018). *Implementación del Impuesto Verde en Chile*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución CREG 024 de 1995*. , (1995).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución No. 144 de 2017*. , (2017).
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. *Resolución CREG 010 de 2018*. , (2018).
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 1930 de 2018 - Gestor Normativo Función Pública*. , (2018).
- Contraloría General de la República. (2018). Se detectó en auditoría de la Contraloría: 6 Corporaciones Autónomas Regionales invierten en predios urbanos y vehículos, recursos de transferencias del sector eléctrico - Denuncias y Otras Solicitudes PQRD - Contraloría General de la República. Retrieved December 7, 2019, from https://www.contraloria.gov.co/atencion-al-ciudadano/denuncias-y-otras-solicitudes-pqrd?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publish_r%2Fview_content&_101_assetEntryId=1028786&_101_type=content&_101_urlT
- Ezcurra, M. V. (2010). *Facultad de Derecho Universidad CEU San Pablo Cambio climático, desarrollo sostenible y fiscalidad ambiental*. Retrieved from www.ceuediciones.es
- Fuentes, I. V., & Jiménez, J. D. R. (n.d.). *Evolución y desarrollo histórico de los impuestos verdes en el mundo y en México: una perspectiva de sustentabilidad de las organizaciones responsables* Área de investigación: Contribuciones.
- Greenpeace. (2019). *Propuestas de Fiscalía Ambiental*. Retrieved from https://es.greenpeace.org/es/wp-content/uploads/sites/3/2019/01/PROPUESTAS-DE-FISCALIDAD-AMBIENTAL-ONG_ENERO-2019.pdf
- Isaac Dyer; Carlos Mario Zapata; Mónica Marcela Zuluaga. (2005). *Fuentes alternativas de generación de energía, incentivos y mandatos regulatorios: Una aproximación teórica al caso colombiano*. | Zapata | Energética. Retrieved from <https://revistas.unal.edu.co/index.php/energetica/article/view/24043>
- Johan Andrés Velez Henao; Luis Diego Velez Gómez. (2015). *Evaluación de las transferencias del sector eléctrico. El caso de San Carlos y el Oriente Antioqueño*. Retrieved from http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S1692-33242015000200010
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público, M. *Minhacienda*. , (2018).
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico -OCDE. (2008). *Prospectiva Medioambiental de la OCDE para el 2030*. Retrieved from <http://www.oecd.org/env/indicators-modelling-outlooks/40224072.pdf>
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico -OCDE. (2019). Acerca de la OCDE - OECD. Retrieved December 7, 2019, from <https://www.oecd.org/acerca/>
- Portafolio. (2019a). *'En 2024 Hidroituango estará operando a plena capacidad'* | Economía | Portafolio. Retrieved from <https://www.portafolio.co/economia/en-2024-hidroituango-estara-operando-a-plena-capacidad-531434>
- Portafolio. (2019b). *Transferencias encarecieron tarifas en servicio de energía* | Economía | Portafolio. Retrieved from <https://www.portafolio.co/economia/transferencias-encarecieron-tarifas-en-servicio-de-energia-525762>
- Secretaría del Senado. (2018). *Leyes desde 1992 - Vigencia expresa y control de constitucionalidad [LEY_0099_1993]*. Retrieved from http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0099_1993.html
- Secretaría del Senado. (2019). *Leyes desde 1992 - Vigencia expresa y control de constitucionalidad [LEY_1955_2019]*. Retrieved December 7, 2019, from http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1955_2019.html
- Sistema de Información Eléctrico Colombiano. (2019). Planes de Expansión Generación Transmisión. Retrieved December 7, 2019, from <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generación/PlanesdeExpansiónGeneraciónTransmisión/tabid/111/Default.aspx>
- Sterman, J. (2000). (PDF) *Business Dynamics, System Thinking and Modeling for a Complex World*. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/44827001_Business_Dynamics_System_Thinking_and_Modeling_for_a_Complex_World
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2019a). *Comunicado de Prensa 05-2019*. Retrieved from <https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/Paginas/Comunicados-de-prensa.aspx>
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2019b). *PROYECCIÓN REGIONAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA*. Retrieved from www.upme.gov.co
- XM S.A E.S.P. (2018). Resolución 010 de 2018. Retrieved December 7, 2019, from <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/Resolucion-010-de-2018.aspx>
- XM S.A E.S.P. (2019). Parámetros Técnicos del SIN. Retrieved December 7, 2019, from <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx>
- Zabala, P. F. (2016). *Impuestos verdes en mercados regulados: aplicación de un impuesto a las emisiones en el sistema eléctrico chileno*. Retrieved from <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/144451>

12. ANEXOS**12.1 Plantas de generación existentes**

Nombre Recurso	Capacidad Efectiva [MW]	Municipio	Departamento	Área	SubÁrea
INCAUCA 1	10	Miranda	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
INGENIO RISARALDA 1	17	Balboa	Risaralda	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
CENTRAL CASTILLA 1	3	Pradera	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CENTRAL CASTILLA 1	3	Pradera	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
INGENIO RIOPAILA 1	16	Zarzal	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CENTRAL TUMACO 1	0	Calima (Darién)	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
COGENERADOR COLTEJER 1	9.4	Itagüí	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
COGENERADOR COLTEJER 1	9.4	Itagüí	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PAPELES NACIONALES	0	Pereira	Risaralda	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
INGENIO PROVIDENCIA 2	19.9	El Cerrito	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
INGENIO LA CARMELITA	0	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
MAYAGUEZ 1	19.9	Candelaria	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
INGENIO PICHICHI 1	0	Buga	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
INGENIO SAN CARLOS 1	2	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle

COGENERADOR PROENCA	19.9	Caloto	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
INGENIO MANUELITA	3.5	Cali	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
BIOENERGY	19.9	Puerto Lopez	Meta	Área Oriental	SubÁrea Meta
COGENERADOR MANUELITA 2	12	Palmira	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	Uribia	Guajira	Área Caribe	SubÁrea GCM
ALTO ANCHICAYA 1	115	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
ALTO ANCHICAYA 2	120	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
ALTO ANCHICAYA 3	120	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
BAJO ANCHICAYA 1	13	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
BAJO ANCHICAYA 2	13	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
BAJO ANCHICAYA 3	24	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
BAJO ANCHICAYA 4	24	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
RIOMAYO 1	7	San Pablo	Nariño	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
RIOMAYO 2	7	San Pablo	Nariño	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
RIOMAYO 3	7	San Pablo	Nariño	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
CALDERAS 1	9.95	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
CALDERAS 2	9.95	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia

BETANIA 1	180	Yaguará	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
BETANIA 2	180	Yaguará	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
BETANIA 3	180	Yaguará	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
CALIMA 1	33	Calima (Darién)	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CALIMA 2	33	Calima (Darién)	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CALIMA 3	33	Calima (Darién)	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CALIMA 4	33	Calima (Darién)	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CHIVOR 1	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
CHIVOR 2	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
CHIVOR 3	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
CHIVOR 4	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
CHIVOR 5	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
CHIVOR 6	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
CHIVOR 7	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
CHIVOR 8	125	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
ESMERALDA 1	15	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
ESMERALDA 2	15	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
FLORIDA 21	9.95	Popayan	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño

FLORIDA 22	9.95	Popayan	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
GUADALUPE 31	45	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 32	45	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 33	45	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 34	45	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 35	45	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 36	45	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 41	75	Alejandria	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 42	75	Alejandria	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUADALUPE 43	75	Alejandria	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 1	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 2	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 3	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 4	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 5	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 6	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 7	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATAPE 8	70	Guatape	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATRON 1	512	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUAPIO 1	250	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
GUAPIO 2	250	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
GUAPIO 3	250	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá

GUAVIO 4	250	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
GUAVIO 5	250	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
ÍNSULA 1	6	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
ÍNSULA 2	6	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
ÍNSULA 3	7	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
JAGUAS 1	85	San Rafael	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
JAGUAS 2	85	San Rafael	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA GUACA 1	108	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
LA GUACA 2	108	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
LA GUACA 3	108	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
LA TASAJERA 1	102	Girardota	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA TASAJERA 2	102	Girardota	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA TASAJERA 3	102	Girardota	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PAGUA 1	600	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
PARAISO 1	92	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
PARAISO 2	92	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
PARAISO 3	92	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
PLAYAS 1	69	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PLAYAS 2	69	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PLAYAS 3	69	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PRADO 1	17	Prado	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima

PRADO 2	17	Prado	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
PRADO 3	17	Prado	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
PRADO 4	5	Prado	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
RIOGRANDE 12	19.9	Don Matías	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SALVAJINA 1	125	Suarez	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
SALVAJINA 2	95	Suarez	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
SALVAJINA 3	95	Suarez	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
SAN CARLOS 1	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS 2	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS 3	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS 4	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS 5	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS 6	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS 7	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS 8	155	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN FRANCISCO 1	45	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
SAN FRANCISCO 2	45	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
SAN FRANCISCO 3	45	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
TRONERAS 1	21	Carolina	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia

TRONERAS 2	21	Carolina	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
URRA 1	83	Tierralta	Córdoba	Área Caribe	SubÁrea Cordoba_Sucre
URRA 2	85	Tierralta	Córdoba	Área Caribe	SubÁrea Cordoba_Sucre
URRA 3	85	Tierralta	Córdoba	Área Caribe	SubÁrea Cordoba_Sucre
URRA 4	85	Tierralta	Córdoba	Área Caribe	SubÁrea Cordoba_Sucre
PORCE II 1	135	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PORCE II 2	135	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PORCE II 3	135	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
MIEL I 1	132	La Dorada	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
MIEL I 2	132	La Dorada	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
MIEL I 3	132	La Dorada	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
PORCE III 4	190	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SANTIAGO 1	2.8	Santo Domingo	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PORCE III 3	180	Anori	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PORCE III 2	180	Anori	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PORCE III 1	180	Anori	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
AMOYA LA ESPERANZA 1	40	Chaparral	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
AMOYA LA ESPERANZA 2	40	Chaparral	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
DARIO VALENCIA SAMPER 1	50	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
DARIO VALENCIA SAMPER 2	50	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá

DARIO VALENCIA SAMPER 5	50	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
SALTO II 2	35	El Colegio	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
SOGAMOSO 1	273	Giron	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
SOGAMOSO 2	273	Giron	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
SOGAMOSO 3	273	Giron	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
CUCUANA 1	29	Roncesvalles	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
CUCUANA 2	29	Roncesvalles	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
EL POPAL 1	10	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
EL POPAL 2	10	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
EL QUIMBO 1	198	Gigante	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
EL QUIMBO 2	198	Gigante	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
CARLOS LLERAS 1	39	Girardota	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO CALI 1	1	Cali	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
RIO CALI 2	0.8	Cali	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CARLOS LLERAS 2	39	Barbosa	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN MIGUEL 1	22	San Francisco	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN MIGUEL 2	22	San Francisco	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
BAJO TULUÁ 1	9.95	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
BAJO TULUÁ 2	9.95	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle

ALTO TULUÁ 1	9.95	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
ALTO TULUÁ 2	9.95	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
HIDROMONTAÑITAS 1	10	Don Matías	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
HIDROMONTAÑITAS 2	9.9	Don Matías	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO PIEDRAS 1	10	Jericó	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO PIEDRAS 2	9.9	Jericó	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO FRIO II 1	5	Riofrio	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
RIO FRIO II 2	5	Riofrio	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
LA HERRADURA 1	9.9	Cañasgordas	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA HERRADURA 2	9.9	Cañasgordas	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
MORRO AZUL 1	19.95	Belén de Umbría	Risaralda	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
EL MOLINO 1	9.95	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
EL MOLINO 2	9.95	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN MATÍAS 1	9.95	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN MATÍAS 2	9.95	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
CANTAYUS 1	2.16	Cisneros	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
CANTAYUS 2	2.16	Cisneros	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LAS PALMAS 1	1.4	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LAS PALMAS 2	1.4	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LUZMA I 1	9.6	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia

LUZMA II 1	9.6	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LUZMA II 2	10	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LUZMA I 2	10	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN JOSE DE LA MONTAÑA II 1	1.1	S. Josefa Monta	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
JUAN GARCIA 1	2.26	Liborina	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
JUAN GARCIA 2	2.26	Liborina	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
TEBSAB	791	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TERMOSIERRAB	353	Pto Nare	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
TERMOYOPAL 2	30	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
TERMOYOPAL 1	19.9	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
BARRANQUILLA 3	64	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
BARRANQUILLA 4	63	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
CARTAGENA 1	56	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
CARTAGENA 2	62	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
CARTAGENA 3	66	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
TEBSA 11	97	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TEBSA 12	97	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TEBSA 13	97	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TEBSA 14	174	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TEBSA 21	97.7	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TEBSA 22	97.7	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TEBSA 24	174	Soledad	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
FLORES 1	160	Barranquilla	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
FLORES 2	112	Barranquilla	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
GUAJIRA 1	143	Riohacha	Guajira	Área Caribe	SubÁrea GCM

GUAJIRA 2	143	Riohacha	Guajira	Área Caribe	SubÁrea GCM
PAIPA 1	36	Paipa	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
PAIPA 2	72	Paipa	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
PAIPA 3	70	Paipa	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
PROELECTRICA 1	45	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
PROELECTRICA 2	45	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
TASAJERO 1	163	San Cayetano	Norte Santander	Área Nordeste	SubÁrea Norte de Santander
ZIPAEMG 2	34	Tocancipá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
ZIPAEMG 3	63	Tocancipá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
ZIPAEMG 4	64	Tocancipá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
ZIPAEMG 5	63	Tocancipá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
TERMODORADA 1	44	La Dorada	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
TERMOSIERRA 1	150	Pto Nare	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
TERMOSIERRA 2	144	Pto Nare	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
MERILECTRICA 1	167	Barrancabermeja	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
FLORES 3	169	Barranquilla	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
TERMOVALLE 1	200	Palmira	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
TERMOEMCALI 1	213	Palmira	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
PAIPA 4	154	Paipa	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
TERMOPIEDRAS	3.75	Piedras	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
TERMOCANDELARIA 1	157	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
TERMOCANDELARIA 2	157	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar

TERMOCENTRO CC	264	Cimitarra	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
TERMOSIERRA 3	166	Pto Nare	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
TERMOCENTRO 1	97	Cimitarra	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
TERMOCENTRO 2	96	Cimitarra	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
TERMOCENTRO 3	100	Cimitarra	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
FLORES 4B	450	Barranquilla	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
FLORES 4	169	Barranquilla	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
CIMARRÓN	19.9	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
EL MORRO 2	19.9	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
EL MORRO 1	19.9	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
GECELCA 3	164	Montelibano	Córdoba	Área Caribe	SubÁrea Cerromatoso
TASAJERO 2	170	San Cayetano	Norte Santander	Área Nordeste	SubÁrea Norte de Santander
TERMOBOLÍVAR 1	9.7	Topagá	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
AUTOG ARGOS CARTAGENA	9.9	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
AUTOG ARGOS SOGAMOSO	5	Sogamoso	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
AUTOG ARGOS YUMBO	9.9	Yumbo	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
AUTOG UNIBOL	1.1	Malambo	Atlántico	Área Caribe	SubÁrea Atlántico
AUTOG YAGUARITO	1.6	San CarlosGuaroa	Meta	Área Oriental	SubÁrea Meta
AUTOG REFICAR	9.9	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
DOÑA JUANA	1.7	Bogotá D.C	Bogotá D.E.	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
TEQUENDAMA BIOGAS	2.25	Fundación	Magdalena	Área Caribe	SubÁrea GCM
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	Yumbo	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle

PROENCA II	17	Guachené	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
GECELCA 32	273	Montelibano	Córdoba	Área Caribe	SubÁrea Cerromatoso
TERMOMECHERO 4	19.3	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
TERMOMECHERO 5	19.3	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
TERMOMECHERO 6	19.3	Yopal	Casanare	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
AUTOG COCA-COLA FEMSA	2.44	Tocancipá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
GUACAICA	0.86	Neira	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
VENTANA B	2.5	Chicoral	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
SOGAMOSO	819	Giron	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
MANANTIALES	3.15	Bello	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
MUNICIPAL	1.4	Manizales	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
COELLO	1.2	Coello	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
TEQUENDAMA 3	14.2	San Antonio de Tena	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
NIQUIA	19	Bello	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA GUACA	324	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
SAN MIGUEL	44	San Francisco	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN JOSE	0.38	Pensilvania	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
CALDERAS	19.9	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
MONDOMO	0.75	Santander De quilichao	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
CHARQUITO	19.4	Soacha	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá

LA HERRADURA	19.8	Cañasgordas	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PAGUA	600	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
BAYONA	0.6	Bohemia	Quindío	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
BAYONA	0.6	Calarcá	Quindío	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
GUANAQUITAS	9.5	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SILVIA	0.38	Silvia	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
SAN MATÍAS	19.9	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA VUELTA	11.6	Cañasgordas	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
FLORIDA	19.9	Popayán	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
ÍNSULA	19	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
SALTO II	35	El Colegio	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
EL BOSQUE	2.28	Armenia	Quindío	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
BELLO	0.35	Bello	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PAJARITO	4.9	Yarumal	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO CALI	1.8	Cali	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
PIEDRAS BLANCAS	5	Medellín	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
USAQUÉN	1.8	Usaquén	Bogotá D.E.	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
TEQUENDAMA 1	14.2	San Antonio de Tena	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
CARACOLÍ	2.6	Caracolí	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SANTA ANA	8	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá

EL QUIMBO	396	Gigante	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
PASTALES	0.7	Pastales	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
AYURA	18	Envigado	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
IQUIRA II	5.4	Iquira	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
GUATAPÉ	560	Guatapé	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
TRONERAS	40	Carolina	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
AMOYÁ LA ESPERANZA	80	Chaparral	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
RIONEGRO	10.2	Puerto Salgar	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
NUTIBARA	0.75	Medellín	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
BARROSO	19.9	Salgar	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
JULIO BRAVO	1.5	Pasto	Nariño	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
JAGUAS	170	San Rafael	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PARAISO	276	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
SANCANCIO	2	Manizales	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
ESMERALDA	30	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
ASNAZU	0.45	Suarez	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
URRAO	1.03	Urrao	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
JUAN GARCIA	4.52	Liborina	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO ABAJO	0.9	San Vicente	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia

RIO MAYO	19.8	San Pablo	Nariño	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
LAGUNETA	18	San Antonio de Tena	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
HIDROMONTAÑITAS	19.9	Don Matías	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PRADO	51	Prado	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
CARLOS LLERAS	78	Girardota	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PATICO - LA CABRERA	1.48	Popayán	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
TEQUENDAMA 4	14.2	San Antonio de Tena	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
ALTO ANCHICAYÁ	355	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
ALTO ANCHICAYÁ	355	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
SUEVA 2	6	Junín	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
IQUIRA I	4.32	Iquira	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
INTERMEDIA	0.96	Manizales	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
VENTANA A	2.5	Chicoral	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
MIEL I	396	La Dorada	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
EL MOLINO	19.9	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
EL EDÉN	19.9	Marquetalia	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
BETANIA	540	Yaguará	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
RIO PIEDRAS	19.9	Jericó	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia

EL POPAL	19.9	Cocorná	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PUENTE GUILLERMO	1	Puente Nacional	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
LUZMA I	19.6	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
ALEJANDRÍA	15	Alejandría	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SANTIAGO	2.8	Santo Domingo	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SUBA	2.6	Suba	Bogotá D.E.	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
TEQUENDAMA 2	14.2	San Antonio de Tena	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
CEMENTOS DEL NARE	4.5	Pto Nare	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAJANDI	3.2	Patía (El Bordo)	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
CARUQUÍA	9.5	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA CASCADA (ANTIOQUIA)	2.3	San Roque	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
AMAIME	19.17	Palmira	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
LA REBUSCA	0.7	San Roque	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA REBUSCA	0.7	San Roque	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUATRÓN	512	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
CAMPESTRE (CALARCA)	0.7	Bohemia	Quindío	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
CAMPESTRE (CALARCÁ)	0.7	Calarcá	Quindío	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
GUADALUPE III	270	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN CARLOS	1240	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	0.468	San Francisco	Putumayo	Área Suroccidental	SubÁrea Putumayo

MORRO AZUL	19.9	Belén de Umbría	Risaralda	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
CAMPESTRE (EPM)	0.87	Medellín	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO RECIO	0.3	Lérida	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
RIO SAPUYES	1.65	Tuquerres	Nariño	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
LA TASAJERA	306	Girardota	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
BELMONTE	3.4	Pereira	Risaralda	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
PRADO IV	5	Prado	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
NIMA	6.7	Cali	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
RIO GRANDE	0.3	Don Matías	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO PALO	1.44	Caloto	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
NUEVO LIBARE	5.1	Dos Quebradas	Risaralda	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
CALIMA	132	Calima (Darién)	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
RIO FRIO II	10	Riofrio	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
PROVIDENCIA	4.9	Anori	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIOFRIO (TÁMESIS)	1.2	Támesis	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
GUAVIO	1250	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
PROELECTRICA	90	Cartagena	Bolívar	Área Caribe	SubÁrea Bolívar
LUZMA II	19.6	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia

LA FRISOLERA	0.47	Salamina	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
PALMAS SAN GIL	15	San Gil	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
SALVAJINA	315	Suarez	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
AMÉRICA	0.41	Medellín	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO BOBO	4	Santa Rosa	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
MIROLINDO	3.75	Ibagué	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
COCONUCO	4.5	Popayán	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
TUNJITA	19.7	Tunja	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
SONSÓN	18.5	Sonsón	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIO FRIO I	1.67	Riofrio	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
PORCE III MENOR	1.8	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
URRA	338	Tierralta	Córdoba	Área Caribe	SubÁrea Cordoba_Sucre
MAGALLO	5.7	Concordia	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RUMOR	2.5	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
DARIO VALENCIA SAMPER	150	La Mesa	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
GUADALUPE IV	202	Gomez Plata	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LAS PALMAS	2.8	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
AMALFI	0.81	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA PITA	1.42	Garzón	Huila	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima

ALBAN	429	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
PORCE II	405	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
RIOGRANDE I	19	Don Matías	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
EL COCUYO	0.7	Versalles	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
CUCUANA	56	Roncesvalles	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
CURRUCUCUES	1.25	Rovira	Tolima	Área Suroccidental	SubÁrea Huila-Tolima
OVEJAS	0.82	Buenos Aires	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
AGUA FRESCA	7.29	Jericó	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
BAJO TULUÁ	19.9	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
SAN JOSE DE LA MONTAÑA II	1.1	S. Josela Monta	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
CHIVOR	1000	Santa Maria	Boyacá	Área Nordeste	SubÁrea Boyacá-Casanare
BAJO ANCHICAYA	74	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
BAJO ANCHICAYA	74	Buenaventura	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
GUAVIO MENOR	9.9	Ubalá	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
SAN JOSE DE LA MONTAÑA	0.4	S. Josela Monta	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
CASCADA	3	Bucaramanga	Santander	Área Nordeste	SubÁrea Santander
SANTA RITA	1.3	Andes	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
UNIÓN	0.7	Bohemia	Quindío	Área Suroccidental	SubÁrea CQR

UNIÓN	0.7	Calarcá	Quindío	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
INZA	0.75	Inza	Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Cauca-Nariño
EL LIMONAR	18	San Antonio de Tena	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá
AUTOG ARGOS EL CAIRO	3.5	Santa Barbara	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
CANTAYUS	4.32	Cisneros	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
REMEDIOS	0.75	Remedios	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
ALTO TULUÁ	19.9	Tuluá	Valle del Cauca	Área Suroccidental	SubÁrea Valle
SAN FRANCISCO	135	Chinchiná	Caldas	Área Suroccidental	SubÁrea CQR
PORCE III	700	Amalfi	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA CASCADA (ABEJORRAL)	3	Abejorral	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
PLAYAS	207	San Carlos	Antioquia	Área Antioquia	SubÁrea Antioquia
LA NAVETA	4.8	Apulo (R.reyes)	Cundinamarca	Área Oriental	SubÁrea Bogotá

Tabla 24. Plantas y/o unidades de generación por municipio. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

12.2 Precio Promedio Ponderado de Contratos - PPC

MES	COSTO_ \$	DIFF_COSTO_PO RCENTAJE	DIFF_COSTO_ \$	ENERGÍA	DIFF_ENERGÍA_P ORCENTAJE	DIFF_ENERGÍ A_KWH	PPC	DIFF_PPC_POR CENTAJE	DIFF_P PC_ \$
2016-07-01	\$ 797,738,064,70 7.62			4,916,936, 306.29			\$ 162.24		
2016-08-01	\$ 872,605,926,01 8.55	0.09385018	\$ 74,867,861,31 0.94	5,500,212, 333.94	0.118625907	583,276,027. 65	\$ 158.65	-0.022148357	-\$ 3.59
2016-09-01	\$ 844,202,841,27 6.11	-0.032549727	-\$ 28,403,084,74 2.45	5,338,406, 724.95	-0.029418066	- 161,805,608. 99	\$ 158.14	-0.003226581	-\$ 0.51
2016-10-01	\$ 839,333,200,72 0.59	-0.00576833	-\$ 4,869,640,555 .52	5,296,664, 262.71	-0.007819274	- 41,742,462.2 4	\$ 158.46	0.002067107	\$ 0.33
2016-11-01	\$ 776,624,828,95 2.02	-0.074712131	-\$ 62,708,371,76 8.57	4,843,385, 692.13	-0.08557812	- 453,278,570. 58	\$ 160.35	0.011882906	\$ 1.88
2016-12-01	\$ 763,696,622,72 3.19	-0.016646656	-\$ 12,928,206,22 8.83	4,765,757, 912.57	-0.016027586	- 77,627,779.5 6	\$ 160.25	-0.000629154	-\$ 0.10
2017-01-01	\$ 777,735,032,78 3.80	0.018382182	\$ 14,038,410,06 0.61	4,641,474, 960.56	-0.026078318	- 124,282,952. 01	\$ 167.56	0.045651001	\$ 7.32
2017-02-01	\$ 753,225,326,30 8.90	-0.031514212	-\$ 24,509,706,47 4.90	4,474,954, 800.64	-0.035876561	- 166,520,159. 92	\$ 168.32	0.004524679	\$ 0.76
2017-03-01	\$ 845,305,398,93 9.87	0.122247712	\$ 92,080,072,63 0.97	4,979,959, 227.10	0.112851291	505,004,426. 46	\$ 169.74	0.008443555	\$ 1.42

2017-04-01	\$ 839,415,447,44 4.89	-0.006967838	-\$ 5,889,951,494 .98	4,963,627, 566.21	-0.003279477	- 16,331,660.8 9	\$ 169.11	-0.003700497	-\$ 0.63
2017-05-01	\$ 906,493,495,49 0.77	0.079910428	\$ 67,078,048,04 5.88	5,350,910, 053.70	0.078024083	387,282,487. 49	\$ 169.41	0.001749818	\$ 0.30
2017-06-01	\$ 909,385,635,75 6.22	0.00319047	\$ 2,892,140,265 .45	5,370,345, 555.40	0.003632186	19,435,501.7 0	\$ 169.33	-0.000440118	-\$ 0.07
2017-07-01	\$ 947,470,596,53 3.26	0.041879879	\$ 38,084,960,77 7.04	5,569,603, 223.22	0.037103323	199,257,667. 82	\$ 170.11	0.00460567	\$ 0.78
2017-08-01	\$ 978,691,989,41 6.42	0.032952361	\$ 31,221,392,88 3.16	5,759,297, 380.74	0.034058828	189,694,157. 52	\$ 169.93	-0.001070023	-\$ 0.18
2017-09-01	\$ 948,121,540,32 4.91	-0.031236027	-\$ 30,570,449,09 1.50	5,578,832, 630.01	-0.031334508	- 180,464,750. 73	\$ 169.95	0.000101667	\$ 0.02
2017-10-01	\$ 963,461,002,87 3.04	0.016178793	\$ 15,339,462,54 8.13	5,658,104, 739.48	0.014209444	79,272,109.4 7	\$ 170.28	0.001941758	\$ 0.33
2017-11-01	\$ 947,843,070,92 5.51	-0.016210238	-\$ 15,617,931,94 7.53	5,516,986, 965.57	-0.02494082	- 141,117,773. 91	\$ 171.80	0.0089539	\$ 1.52
2017-12-01	\$ 925,060,511,68 1.45	-0.024036214	-\$ 22,782,559,24 4.05	5,377,587, 226.43	-0.025267368	- 139,399,739. 14	\$ 172.02	0.001263068	\$ 0.22
2018-01-01	\$ 936,675,353,44 9.98	0.012555764	\$ 11,614,841,76 8.53	5,288,667, 070.48	-0.016535326	- 88,920,155.9 5	\$ 177.11	0.029580208	\$ 5.09

2018-02-01	\$ 897,602,822,37 2.64	-0.041714059	-\$ 39,072,531,07 7.35	5,047,665, 275.25	-0.045569478	- 241,001,795. 23	\$ 177.83	0.004039496	\$ 0.72
2018-03-01	\$ 977,847,065,67 4.28	0.089398386	\$ 80,244,243,30 1.65	5,485,024, 740.51	0.086645893	437,359,465. 26	\$ 178.28	0.002533017	\$ 0.45
2018-04-01	\$ 993,688,967,09 0.02	0.016200797	\$ 15,841,901,41 5.74	5,559,967, 324.99	0.013663126	74,942,584.4 8	\$ 178.72	0.002503465	\$ 0.45
2018-05-01	\$ 1,097,155,090, 772.00	0.104123249	\$ 103,466,123,6 81.98	6,078,178, 436.46	0.093203985	518,211,111. 47	\$ 180.51	0.009988313	\$ 1.79
2018-06-01	\$ 1,084,420,859, 073.71	-0.011606592	-\$ 12,734,231,69 8.29	6,003,135, 106.76	-0.012346352	- 75,043,329.7 0	\$ 180.64	0.000749007	\$ 0.14
2018-07-01	\$ 1,119,744,037, 527.35	0.032573312	\$ 35,323,178,45 3.64	6,215,126, 356.42	0.035313423	211,991,249. 66	\$ 180.16	-0.002646649	-\$ 0.48
2018-08-01	\$ 1,139,067,397, 158.60	0.017256944	\$ 19,323,359,63 1.25	6,328,330, 006.82	0.018214215	113,203,650. 40	\$ 179.99	-0.000940148	-\$ 0.17
2018-09-01	\$ 1,118,991,903, 669.91	-0.0176245	-\$ 20,075,493,48 8.70	6,145,925, 817.51	-0.028823432	- 182,404,189. 31	\$ 182.07	0.011531304	\$ 2.08
2018-10-01	\$ 1,195,476,645, 124.35	0.06835147	\$ 76,484,741,45 4.44	6,552,083, 182.01	0.066085628	406,157,364. 50	\$ 182.46	0.002125385	\$ 0.39
2018-11-01	\$ 1,144,626,608, 285.11	-0.042535366	-\$ 50,850,036,83 9.23	6,235,050, 210.81	-0.048386591	- 317,032,971. 20	\$ 183.58	0.006148742	\$ 1.12

2018-12-01	\$ 1,105,217,136, 315.48	-0.034429981	-\$ 39,409,471,96 9.63	6,031,073, 556.87	-0.032714517	- 203,976,653. 94	\$ 183.25	-0.001773483	-\$ 0.33
2019-01-01	\$ 1,045,812,605, 676.30	-0.053749194	-\$ 59,404,530,63 9.18	5,529,361, 105.77	-0.083187918	- 501,712,451. 10	\$ 189.14	0.032109877	\$ 5.88
2019-02-01	\$ 977,680,195,81 3.28	-0.065147819	-\$ 68,132,409,86 3.03	5,145,410, 479.35	-0.069438515	- 383,950,626. 42	\$ 190.01	0.004610869	\$ 0.87
2019-03-01	\$ 1,083,537,639, 599.40	0.108274101	\$ 105,857,443,7 86.12	5,670,885, 961.80	0.102125085	525,475,482. 45	\$ 191.07	0.005579236	\$ 1.06
2019-04-01	\$ 1,084,845,679, 073.60	0.001207193	\$ 1,308,039,474 .21	5,650,649, 467.42	-0.003568489	- 20,236,494.3 8	\$ 191.99	0.004792785	\$ 0.92
2019-05-01	\$ 1,187,930,847, 330.62	0.095022887	\$ 103,085,168,2 57.01	6,117,199, 579.40	0.08256575	466,550,111. 98	\$ 194.20	0.011507049	\$ 2.21
2019-06-01	\$ 1,177,093,440, 268.16	-0.009122928	-\$ 10,837,407,06 2.46	6,076,603, 991.25	-0.006636303	- 40,595,588.1 5	\$ 193.71	-0.002503237	-\$ 0.49
2019-07-01	\$ 1,228,970,745, 591.04	0.044072377	\$ 51,877,305,32 2.88	6,291,186, 711.67	0.035312935	214,582,720. 42	\$ 195.35	0.008460671	\$ 1.64
2019-08-01	\$ 1,234,320,833, 740.68	0.004353308	\$ 5,350,088,149 .64	6,282,014, 019.39	-0.001458023	- 9,172,692.28	\$ 196.48	0.005819816	\$ 1.14
2019-09-01	\$ 1,210,460,215, 205.87	-0.01933097	-\$ 23,860,618,53 4.81	6,123,170, 090.69	-0.02528551	- 158,843,928. 70	\$ 197.69	0.00610901	\$ 1.20

Tabla 25. PPC históricos (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

12.3 Costos Variables Agregados – CVA

MES	CVA \$/kWh
2016-07-01	71.81548
2016-08-01	65.20014
2016-09-01	66.97556
2016-10-01	68.69956
2016-11-01	74.65704
2016-12-01	67.45546
2017-01-01	67.15515
2017-02-01	66.04996
2017-03-01	66.07772
2017-04-01	68.53467
2017-05-01	69.7631
2017-06-01	72.2667
2017-07-01	70.43825
2017-08-01	70.41014
2017-09-01	70.82382
2017-10-01	69.78562
2017-11-01	71.79298
2017-12-01	70.58162
2018-01-01	66.77501
2018-02-01	69.07572
2018-03-01	63.57707
2018-04-01	68.6812
2018-05-01	72.29417
2018-06-01	72.87357
2018-07-01	71.94638
2018-08-01	74.65546
2018-09-01	74.13835
2018-10-01	76.70380
2018-11-01	79.01338
2018-12-01	75.94265
2019-01-01	70.19607
2019-02-01	69.40948
2019-03-01	69.19186
2019-04-01	74.39610
2019-05-01	76.46168
2019-06-01	76.49290
2019-07-01	76.46347
2019-08-01	77.31438
2019-09-01	76.69376

Tabla 26. Valores de CVA históricos (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	CERE \$/kWh
2016-07-01	58.5084338
2016-08-01	53.9801079
2016-09-01	54.7877921
2016-10-01	56.8748726
2016-11-01	61.8671338
2016-12-01	54.8384839
2017-01-01	55.0323583
2017-02-01	53.9681929
2017-03-01	53.8915248
2017-04-01	55.6249679
2017-05-01	56.032905
2017-06-01	59.4137398
2017-07-01	58.0798247
2017-08-01	57.8684174
2017-09-01	58.685867
2017-10-01	57.8537481
2017-11-01	58.9805978
2017-12-01	57.8559214
2018-01-01	54.6155067
2018-02-01	55.3869479
2018-03-01	51.4683674
2018-04-01	54.6589469
2018-05-01	57.0026126
2018-06-01	57.6872385
2018-07-01	56.2907064
2018-08-01	59.1102507
2018-09-01	59.163201
2018-10-01	61.4816866
2018-11-01	62.5483227
2018-12-01	61.3920815
2019-01-01	57.4202999
2019-02-01	56.6439361
2019-03-01	57.0180942
2019-04-01	60.7925911
2019-05-01	62.2485689
2019-06-01	61.177847
2019-07-01	62.2726241
2019-08-01	62.9521166
2019-09-01	64.5278603

Tabla 27. Valores de CERE históricos (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	% Equivalente
2016-07-01	0.056084018
2016-08-01	0.055746699
2016-09-01	0.056179255
2016-10-01	0.0553563
2016-11-01	0.056296368
2016-12-01	0.056943341
2017-01-01	0.057276303
2017-02-01	0.056161339
2017-03-01	0.056296788
2017-04-01	0.057198014
2017-05-01	0.057726898
2017-06-01	0.057811298
2017-07-01	0.057869165
2017-08-01	0.057450772
2017-09-01	0.056921838
2017-10-01	0.056687838
2017-11-01	0.056772824
2017-12-01	0.057081508
2018-01-01	0.056017673
2018-02-01	0.054405862
2018-03-01	0.055032667
2018-04-01	0.057021761
2018-05-01	0.056909896
2018-06-01	0.056939375
2018-07-01	0.056970501
2018-08-01	0.056331125
2018-09-01	0.055166534

Tabla 28. % Equivalente (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

MES	GREAL_H_LEY 99_GWh	GREAL_T_LEY9 9_GWh	GREAL_R_LEY1 955_GWh	GREAL_TOTAL _TSE_GWh	DEMANDA_COMERC IAL_NACIONAL_GWh
2017-07-01	4,980.45	594.03	-	5,574.49	5,661.44
2017-08-01	4,963.49	725.25	0.58	5,689.32	5,765.03
2017-09-01	4,682.52	851.85	1.46	5,535.83	5,618.88
2017-10-01	4,706.49	934.50	1.48	5,642.47	5,736.83
2017-11-01	4,586.03	882.76	1.48	5,470.28	5,567.80
2017-12-01	4,762.63	813.98	2.13	5,578.74	5,668.59
2018-01-01	4,421.53	1,099.47	2.80	5,523.80	5,617.40
2018-02-01	3,719.18	1,444.48	3.60	5,167.26	5,235.94
2018-03-01	4,291.43	1,418.21	4.45	5,714.09	5,785.98
2018-04-01	4,688.60	819.98	3.86	5,512.44	5,599.17
2018-05-01	4,810.98	878.92	4.00	5,693.90	5,795.18
2018-06-01	4,729.28	854.49	4.83	5,588.59	5,691.49
2018-07-01	4,976.49	837.19	6.71	5,820.40	5,915.34
2018-08-01	4,963.75	958.99	6.11	5,928.85	6,016.45
2018-09-01	4,728.92	998.85	4.08	5,731.85	5,808.50
2018-10-01	4,911.26	983.50	2.39	5,897.15	5,928.49
2018-11-01	4,938.27	819.88	4.17	5,762.32	5,812.23
2018-12-01	4,407.51	1,358.37	8.44	5,774.33	5,867.26
2019-01-01	3,936.76	1,811.50	10.56	5,758.82	5,829.08
2019-02-01	3,639.87	1,794.73	12.97	5,447.57	5,504.92
2019-03-01	4,193.60	1,734.72	18.26	5,946.58	6,017.73

2019-04-01	4,489.51	1,231.07	19.47	5,740.05	5,829.48
2019-05-01	4,816.80	1,164.04	16.57	5,997.41	6,099.02
2019-06-01	4,905.71	847.82	18.35	5,771.89	5,877.95
2019-07-01	5,120.01	914.00	18.99	6,053.00	6,144.01
2019-08-01	5,031.65	1,130.39	16.85	6,178.88	6,252.48
2019-09-01	4,523.48	1,441.60	14.77	5,979.86	6,044.31

Tabla 29. Generación total nacional GWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	RESP AGC \$/kWh
2016-07-01	5.167664557
2016-08-01	3.63107588
2016-09-01	4.718728361
2016-10-01	4.579127414
2016-11-01	5.453937161
2016-12-01	5.405183474
2017-01-01	5.22920562
2017-02-01	4.740360226
2017-03-01	4.958457455
2017-04-01	5.3143744
2017-05-01	5.282580569
2017-06-01	5.604063577
2017-07-01	5.503472128
2017-08-01	5.365700202
2017-09-01	5.304285516
2017-10-01	5.115995899
2017-11-01	5.516488645
2017-12-01	5.55227367
2018-01-01	5.159686156
2018-02-01	5.239344179
2018-03-01	4.769842213
2018-04-01	5.287989706
2018-05-01	5.641068076
2018-06-01	5.706370136
2018-07-01	5.587796994
2018-08-01	5.519850907

2018-09-01	5.607028423
2018-10-01	5.704415976
2018-11-01	6.014330344
2018-12-01	5.538063752
2019-01-01	4.031327704
2019-02-01	3.702841681
2019-03-01	3.582029487
2019-04-01	4.253895697
2019-05-01	4.504148256
2019-06-01	5.244984111
2019-07-01	5.23391715
2019-08-01	5.22659104
2019-09-01	3.663319561

Tabla 30. Responsabilidad Comercial -AGC (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	SERV AGC \$
2016-07-01	26,440,013,412.96
2016-08-01	19,663,270,850.73
2016-09-01	24,405,443,614.38
2016-10-01	23,786,919,504.90
2016-11-01	27,399,419,149.43
2016-12-01	27,735,282,066.85
2017-01-01	26,224,969,632.50
2017-02-01	23,202,893,104.80
2017-03-01	25,789,064,545.18
2017-04-01	26,714,945,043.29
2017-05-01	27,776,991,878.75
2017-06-01	28,204,651,692.40
2017-07-01	28,745,215,825.09
2017-08-01	28,598,276,751.18
2017-09-01	27,526,319,815.55
2017-10-01	26,932,143,727.65
2017-11-01	27,989,133,185.02
2017-12-01	28,756,891,873.86
2018-01-01	26,259,287,357.92
2018-02-01	25,390,763,093.62
2018-03-01	25,487,128,701.25
2018-04-01	26,595,137,351.47
2018-05-01	29,221,086,400.42
2018-06-01	29,001,880,545.04

2018-07-01	29,877,905,755.74
2018-08-01	30,176,406,026.18
2018-09-01	29,632,550,383.22
2018-10-01	30,923,578,618.69
2018-11-01	31,768,019,963.39
2018-12-01	29,238,298,016.74
2019-01-01	21,648,247,822.68
2019-02-01	18,873,253,296.68
2019-03-01	19,878,864,387.16
2019-04-01	22,431,958,509.45
2019-05-01	24,905,586,975.43
2019-06-01	27,686,873,959.33
2019-07-01	29,223,788,738.97
2019-08-01	30,138,331,533.57
2019-09-01	20,519,919,892.90

Tabla 31. Servicio AGC \$. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	Gen R DC GWH
2016-07-01	5,116.43
2016-08-01	5,415.27
2016-09-01	5,172.04
2016-10-01	5,194.64
2016-11-01	5,023.79
2016-12-01	5,131.24
2017-01-01	5,015.10
2017-02-01	4,894.75
2017-03-01	5,201.03
2017-04-01	5,026.92
2017-05-01	5,258.22
2017-06-01	5,032.89
2017-07-01	5,223.11
2017-08-01	5,329.83
2017-09-01	5,189.45
2017-10-01	5,264.30
2017-11-01	5,073.72
2017-12-01	5,179.30
2018-01-01	5,089.32
2018-02-01	4,846.17
2018-03-01	5,343.39
2018-04-01	5,029.35
2018-05-01	5,180.06

2018-06-01	5,082.37
2018-07-01	5,346.99
2018-08-01	5,466.89
2018-09-01	5,284.89
2018-10-01	5,420.99
2018-11-01	5,282.05
2018-12-01	5,279.52
2019-01-01	5,370.00
2019-02-01	5,096.96
2019-03-01	5,549.61
2019-04-01	5,273.27
2019-05-01	5,529.48
2019-06-01	5,278.73
2019-07-01	5,583.54
2019-08-01	5,766.35
2019-09-01	5,601.46

Tabla 32. Generación Real DC GWh. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	Delta I Nal \$/kWh
2016-07-01	2.27025063
2016-08-01	1.74369757
2016-09-01	1.59316470
2016-10-01	1.42793107
2016-11-01	1.45180398
2016-12-01	1.28184482
2017-01-01	0.77737428
2017-02-01	1.30646473
2017-03-01	1.18291765
2017-04-01	1.48482147
2017-05-01	2.29855250
2017-06-01	1.09367847
2017-07-01	0.69552209
2017-08-01	1.04708851
2017-09-01	0.74328796
2017-10-01	0.74255100
2017-11-01	1.21637692
2017-12-01	1.07140855
2018-01-01	0.78924269
2018-02-01	2.35987343
2018-03-01	1.20224112
2018-04-01	1.39631561

2018-05-01	2.20647087
2018-06-01	2.03318969
2018-07-01	2.60385310
2018-08-01	2.59557007
2018-09-01	1.96217081
2018-10-01	2.09733101
2018-11-01	2.98360722
2018-12-01	1.72354135
2019-01-01	1.05499183
2019-02-01	1.40496840
2019-03-01	0.85498414
2019-04-01	1.45028203
2019-05-01	1.76642413
2019-06-01	2.02825504
2019-07-01	0.92376814
2019-08-01	1.16964407
2019-09-01	0.65883932

Tabla 33. Delta I nacional (\$/kWh). Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	VDA_MES_
2016-07-01	12,455,762,925.95
2016-08-01	10,039,088,605.09
2016-09-01	8,821,316,704.68
2016-10-01	7,970,201,596.51
2016-11-01	7,876,390,060.79
2016-12-01	7,109,165,786.31
2017-01-01	4,218,484,054.52
2017-02-01	6,773,093,458.86
2017-03-01	6,629,244,460.85
2017-04-01	8,081,910,488.41
2017-05-01	13,051,515,512.41
2017-06-01	6,001,408,079.19
2017-07-01	3,937,658,564.14
2017-08-01	6,036,494,465.30
2017-09-01	4,176,442,991.72
2017-10-01	4,259,889,814.96
2017-11-01	6,772,541,776.39
2017-12-01	6,073,376,075.41
2018-01-01	4,433,489,239.13
2018-02-01	12,356,162,739.77

2018-03-01	6,956,145,365.35
2018-04-01	7,818,214,219.08
2018-05-01	12,786,900,933.85
2018-06-01	11,571,883,294.03
2018-07-01	15,402,684,270.92
2018-08-01	15,616,113,028.94
2018-09-01	11,397,275,865.15
2018-10-01	12,434,007,094.42
2018-11-01	17,341,414,309.95
2018-12-01	10,112,465,136.97
2019-01-01	6,149,630,045.38
2019-02-01	7,734,235,051.39
2019-03-01	5,145,061,024.73
2019-04-01	8,454,387,078.24
2019-05-01	10,773,458,833.39
2019-06-01	11,921,973,123.91
2019-07-01	5,675,644,455.97
2019-08-01	7,313,181,813.60
2019-09-01	3,982,228,881.67

Tabla 34. VDA \$. Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)

FECHA	GIDEAL MES GWh
2016-07-01	5,486.51
2016-08-01	5,757.36
2016-09-01	5,536.98
2016-10-01	5,581.64
2016-11-01	5,425.24
2016-12-01	5,546.04
2017-01-01	5,426.58
2017-02-01	5,184.29
2017-03-01	5,604.15
2017-04-01	5,443.02
2017-05-01	5,678.15
2017-06-01	5,487.36
2017-07-01	5,661.44
2017-08-01	5,765.03
2017-09-01	5,618.88
2017-10-01	5,736.83
2017-11-01	5,567.80
2017-12-01	5,668.59
2018-01-01	5,617.40

2018-02-01	5,235.94
2018-03-01	5,785.98
2018-04-01	5,599.17
2018-05-01	5,795.18
2018-06-01	5,691.49
2018-07-01	5,915.34
2018-08-01	6,016.45
2018-09-01	5,808.50
2018-10-01	5,928.49
2018-11-01	5,812.23
2018-12-01	5,867.26
2019-01-01	5,829.08
2019-02-01	5,504.92
2019-03-01	6,017.73
2019-04-01	5,829.48
2019-05-01	6,099.02
2019-06-01	5,877.95
2019-07-01	6,144.01
2019-08-01	6,252.48
2019-09-01	6,044.31

Tabla 35. Generación ideal GWh. *Elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P, 2018)*