

Análisis comparativo de los indicadores, incentivos y compensaciones establecidos en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 respecto a la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local (SDL) de energía eléctrica, para la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Jerimberg González Monrroy

Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero Electricista

Director

Gabriel Ordoñez Plata

Dr. Ingeniería Eléctrica

Codirector

Gilber Gabriel Pacheco Llain

Esp. Gerencia de Recursos Energéticos y Telecomunicaciones

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánica

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Agradecimientos

A Dios por permitirme cumplir uno de mis sueños y por darme las capacidades necesarias para sacar esta carrera adelante.

A mi Familia por ser mi apoyo incondicional durante esta etapa.

A mi amor por ser mi compañera en esta hermosa aventura.

A mi director y codirector de proyecto por guiarme y instruirme en la construcción de este.

A la ESSA en especial al grupo de Operación y Calidad por permitir el desarrollo de este proyecto y por todo lo aprendido durante esta estancia.

A mis amigos por todos los momentos vividos.

A mis compañeros por cada hora de estudio y por todas las anécdotas obtenidas.

Contenido

	Pág.
Introducción.....	24
1. Objetivos.....	26
1.1 Objetivo General	26
1.2 Objetivos específicos.....	26
2. Análisis comparativo de la calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL.....	27
2.1 Generalidades de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	27
2.2 Exclusión de eventos en los indicadores de calidad del servicio.....	29
2.3 Formulación de las variables de calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL.....	30
2.4 Indicadores implementados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 ..	35
2.5 Esquemas de incentivos presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.....	38
2.6 Compensación a usuarios según metodologías presentadas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.....	41
2.7 Requisitos generales para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones	43
2.8 Responsabilidades de información sobre la calidad en los SDL	44
2.8.1 Responsabilidades del OR.	44
2.8.2 Responsabilidades del comercializador.....	45
2.9 Reporte de información de eventos al SUI y LAC por parte del OR según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.....	46

2.9.1 Reporte de información de eventos al SUI por parte del OR según las resoluciones SSPD-20192200020155 y SSPD-20102400008055.	46
2.9.2 Reporte de información de eventos al LAC por parte del OR según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.	48
3. Caso de estudio teniendo en cuenta los eventos presentados en las redes del OR ESSA durante el 2018.	51
3.1 Indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica 2018.	51
3.1.1 Indicadores CREG 097 de 2008.	52
3.1.2 Indicadores CREG 015 de 2018.	53
3.2 Incentivos generados en el año 2018 por calidad del servicio de energía eléctrica.	55
3.2.1 Incentivo CREG 097 de 2008.	56
3.2.2 Incentivo CREG 015 de 2018.	64
3.3 Compensaciones generadas en el año 2018 por calidad del servicio de energía eléctrica.	66
3.3.1 Compensaciones CREG 097 de 2008.	66
3.3.2 Compensaciones CREG 015 de 2018.	70
4. Plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica de la Electrificadora de Santander S. A E.S.P.	77
4.1 Metodología del plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica ESSA.	77
4.2 Aspectos generales del plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica ESSA.	79
4.3 Etapas del plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica ESSA.	80
4.4 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI.	82
4.4.1 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI Etapa 1.	82

4.4.2 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI Etapa 2.....	86
4.4.3 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI Etapa 3.....	90
5. Conclusiones.....	95
6. Recomendaciones.....	97
Referencias Bibliográficas.....	99

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Aspectos generales presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.....	27
Tabla 2. Exclusión de eventos presentadas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	29
Tabla 3. Formulación de variables según las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.....	32
Tabla 4. Grupos de calidad CREG 097 de 2008.....	33
Tabla 5. Grupos de calidad CREG 015 de 2008.....	33
Tabla 6. Indicadores de calidad del servicio en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	36
Tabla 7. Esquemas de incentivos de calidad del servicio presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	38
Tabla 8. Esquemas de compensación de calidad del servicio presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	41
Tabla 9. Requisitos generales para la aplicación de los esquemas establecidas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	43
Tabla 10. Responsabilidades del OR según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	44

Tabla 11. Responsabilidades del comercializador según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	45
Tabla 12. Reporte de información al SUI por parte del OR.....	47
Tabla 13. Reporte de información al LAC por parte del OR	48
Tabla 14. Causas de los eventos ocurridos en el año 2018	54
Tabla 15. Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el primer trimestre del año 2018.....	57
Tabla 16. Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el segundo trimestre del año 2018.....	59
Tabla 17. Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el tercer trimestre del año 2018	61
Tabla 18. Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el cuarto trimestre del año 2018.....	63
Tabla 19. Incentivo por duración de eventos comparando el SAIDI con respecto a los límites de la banda de indiferencia en el año 2018.....	64
Tabla 20. Incentivo por frecuencia de eventos comparando el SAIFI con respecto a los límites de la banda de indiferencia en el año 2018	65
Tabla 21. Compensación mensual para el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 097 de 2008	66
Tabla 22. Compensación obtenida por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008.....	67
Tabla 23. Valor total por compensar por grupo de calidad en el año 2018 bajo la CREG 097 de 2008.....	68

Tabla 24. Valores de referencia resolución CREG 103 de 2019	71
Tabla 25. Compensación mensual durante el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018.....	71
Tabla 26. Compensaciones obtenidas por nivel de tensión y grupo de calidad para el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018.....	73
Tabla 27. Compensación obtenida por grupo de calidad para el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018	74
Tabla 28. Compensación obtenida por DIU y FIU bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018.....	76
Tabla 29. Beneficios económicos ESSA 2018 obtenidos bajo las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018	77
Tabla 30. Criterios para construir la matriz de criticidad con sus respectivos porcentajes.....	78
Tabla 31. Generalidades del plan de mejoramiento.....	80
Tabla 32. Frente de acción y descripción de las etapas de mejoramiento.....	81
Tabla 33. Seguimiento SAIDI & SAIFI activos etapa 1	83
Tabla 34. Porcentaje de afectación SAIDI & SAIFI etapa 1.....	86
Tabla 35. Seguimiento SAIDI & SAIFI activos etapa 2.....	86
Tabla 36. Porcentaje de afectación SAIDI & SAIFI etapa 2.....	90
Tabla 37. Seguimiento SAIDI & SAIFI etapa 3.....	91
Tabla 38. Porcentaje de afectación SAIDI & SAIFI etapa 3.....	95
Tabla 39. Resumen indicadores de calidad ESSA	95

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. ITAD obtenido en el año 2018 para los niveles de tensión 1 y de forma agrupada 2 y 3	52
Figura 2. SAIDI y SAIFI mensual para el año 2018.....	53
Figura 3. SAIDI y SAIFI MAT para el año 2018.....	54
Figura 4. Causas MAT SAIDI y SAIFI.....	55
Figura 5. ITAD obtenido en el primer trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1	56
Figura 6. ITAD obtenido en el primer trimestre del año 2018 para niveles de tensión 2 y 3	57
Figura 7. ITAD obtenido en el segundo trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1	58
Figura 8. ITAD obtenido en el segundo trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 2 y 3	59
Figura 9. ITAD obtenido en el tercer trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1	60
Figura 10. ITAD obtenido en el tercer trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 2 y 3	61
Figura 11. ITAD obtenido en el cuarto trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1	62
Figura 12. ITAD obtenido en el cuarto trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 2 y 3	63
Figura 13. Compensaciones mensuales en el año 2018 bajo la resolución CREG 097 de 2008...67	
Figura 14. Compensaciones obtenidas por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008	68
Figura 15. Compensaciones obtenidas por grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008.....	69
Figura 16. Porcentaje de compensación aportado por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008	70

Figura 17. Compensación mensual para el año 2018 bajo el esquema de resolución CREG 015 de 2018.....	72
Figura 18. Porcentaje de compensación aportado por DIU y FIU para los meses del año 2018 bajo la CREG 015 de 2018.....	73
Figura 19. Compensaciones obtenidas por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 015 de 2018	74
Figura 20. Compensaciones obtenidas por grupo de calidad bajo la CREG 015 de 2018.....	75
Figura 21. Porcentaje de compensaciones obtenidos por grupo de calidad en el año 2018 bajo la resolución CREG 015 de 2018	76
Figura 22. Variación activos etapa 1.....	84
Figura 23. Seguimiento mensual SADI & SAIFI etapa 1	84
Figura 24. Impacto en el indicador SAIDI por causas de eventos obtenidos en la etapa 1	85
Figura 25. Impacto en el indicador SAIFI por causas de eventos obtenidos en la etapa 1	85
Figura 26. Variación activos etapa 2.....	88
Figura 27. Seguimiento mensual SAIDI & SAIFI etapa 2.....	89
Figura 28. Impacto en el indicador SAIDI por causas de eventos obtenidos en la etapa 2	89
Figura 29. Impacto en el indicador SAIFI por causas de eventos obtenidos en la etapa 2	90
Figura 30. Variación activos etapa 3.....	92
Figura 31. Seguimiento mensual SAIDI & SAIFI etapa 3.....	93
Figura 32. Impacto en el Indicador SAIDI por causas de eventos obtenidos en la etapa 3	94
Figura 33. Impacto en el Indicador SAIFI por causas de eventos obtenidos en la etapa 3.....	94

Glosario

Activos: son los bienes de una empresa.

Activos de uso: activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 230 kV y son remunerados mediante cargos por uso del STR y SDL (CREG 015, 2018).

AOM: valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL (CREG 015, 2018).

BRAE: base regulatoria de activos eléctricos, expresada en pesos \$ (CREG 015, 2018).

BRAEN: base regulatoria de activos eléctricos nuevos, expresada en pesos \$ (CREG 015, 2018).

CAIDI: es el indicador de duración promedio de eventos por usuario. Según lo indica sus siglas en inglés The Customer Average Interruption Duration Index (CREG 015, 2018).

Cargos por uso: son los cargos expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL y STR (CREG 015, 2018).

CEC: consumo estimado a compensar del usuario en kWh (CREG 015, 2018).

Cff: consumo facturado al usuario en la factura en kWh (CREG 097, 2008).

CM: consumo promedio mensual del usuario durante el trimestre, expresado en kWh (CREG 097, 2008).

CONP: compensaciones no pagadas a los usuarios, es el valor total de las compensaciones no pagadas a los usuarios que se encontraban en mora en el año anterior (CREG 036, 2019).

CREG: comisión de regulación de energía y gas.

CRO: costo incremental operativo de racionamiento de energía CRO1 calculado por la UPME. Es el costo incremental de cada una de las plantas de racionamiento modeladas en las metodologías del planeamiento operativo (CREG 097, 2008).

Crr: costo de reposición de referencia del OR, expresada en pesos \$ (CREG 097, 2008).

D: duración en horas del evento durante el mes aplica para el cálculo del DIU. Duración en minutos del evento perteneciente al SDL aplica para el cálculo del SAIDI (CREG 015, 2018).

DES: indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio expresado en horas (CREG 070, 1998).

DIU: indicador de calidad que representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual (CREG 015, 2018).

DIUG: duración de las interrupciones del servicio de un usuario garantizada calculada tomando como referencia el año 2016 (CREG 015, 2018).

DIUM: duración en horas de los eventos percibidos por el usuario durante un mes (CREG 015, 2018).

DIUT: duración agregada de los eventos que afectaron al usuario durante el periodo facturado (CREG 015, 2018).

DRT: duración de referencia de las interrupciones de los transformadores, expresada en horas (CREG 097, 2008).

Dt: cargo por uso, son los cargos expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL y STR (CREG 015, 2018).

DtA: cargo por uso ajustado por incentivo, expresado en \$/kWh (CREG 097, 2008).

Dtcs: cargo por desempeño en la calidad del servicio del OR, expresado en \$/kWh (CREG 015, 2018).

DTT: duración trimestral de las interrupciones de los transformadores, expresada en horas (CREG 097, 2008).

EF: consumos de los usuarios reportados al SUI (CREG 015, 2018).

ENS: energía no suministrada es la estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema (CREG 097, 2008).

EPD: energía promedio facturada a los usuarios (CREG 097, 2008).

EPU: energía promedio consumida por los usuarios, expresada en kWh/hora, según información reportada por el comercializador a la base de datos comercial del SUI (CREG 097, 2008).

ES: energía suministrada a los usuarios conectados a las redes del OR (CREG 097, 2008).

Evento: situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso de los SDL (CREG 015, 2018).

EXCT: duración agregada de los eventos excluidos que afectaron al usuario durante el periodo facturado (CREG 015, 2018).

F: evento que afecto al usuario en el mes (CREG 015, 2018).

FES: indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio expresado en veces (CREG 070, 1998).

FIUG: cantidad de interrupciones del servicio de un usuario garantizada calculada tomando como referencia el año 2016 (CREG 015, 2018).

FIU: indicador de calidad que representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual (CREG 015, 2018).

FIUM: número total de eventos percibidos por el usuario durante un mes (CREG 015, 2018).

HC: horas de compensación al usuario (CREG 015, 2018).

IAAD: índice anual agrupado de la discontinuidad, relaciona la cantidad promedio de ENS por cada ES por un OR durante un año (CREG 097, 2008).

IC_SAIDI: incentivo de calidad por duración de eventos, expresado en pesos \$ (CREG 015, 2018).

IC_SAIPI: incentivo de calidad por frecuencia de eventos, expresado en pesos \$ (CREG 015, 2018).

If_SAIDI: incentivo fijo por duración de eventos, expresado en pesos \$ (CREG 015, 2018).

If_SAIPI: incentivo fijo por frecuencia de eventos, expresado en pesos \$ (CREG 015, 2018).

INCC: ingreso anual por incentivos asociados a la calidad del servicio del OR (CREG 015, 2018).

INCD: ingreso anual por incentivos asociados a la calidad del servicio con respecto a los indicadores de duración del OR (CREG 015, 2018).

INCF: ingreso anual por incentivos asociados a la calidad del servicio con respecto a los indicadores de frecuencia del OR (CREG 015, 2018).

IPPfc: índice de precios del productor de la fecha de corte (CREG 015, 2018).

IPPM-1: índice de precios del productor del mes m-1 (CREG 015, 2018).

IPPt-1: índice de precios del productor del mes de diciembre del año anterior al año t (CREG 015, 2018).

IPS: índice del peor servido, relaciona el nivel de discontinuidad que percibe un usuario “peor servido” en comparación con el nivel de discontinuidad promedio de los usuarios atendidos por el OR (CREG 097, 2008).

IRAD: índice de referencia agrupado de la discontinuidad, este indicador relaciona la cantidad promedio trimestral de ENS por la ES de un OR durante un periodo de referencia (CREG 097, 2008).

IRADK: índice de referencia agrupado de la discontinuidad comprendido entre los años 2006 y 2007 (CREG 097, 2008).

IRG: índice de referencia agrupado de la discontinuidad por grupo de calidad (CREG 097, 2008).

IRGP: promedio de los índices de referencia de la discontinuidad por grupo de calidad de los años 2006 y 2007 (CREG 097, 2008).

IT: número total de eventos sucedidos en el mes (CREG 097, 2008).

ITAD: índice trimestral agrupado de la discontinuidad. relaciona la cantidad promedio de ENS por cada ES por un OR durante un trimestre de evaluación (CREG 097, 2008).

ITG: índice trimestral agrupado de la discontinuidad por grupo de calidad (CREG 097, 2008).

ITT: índice trimestral de la discontinuidad por transformador (CREG 097, 2008).

Iv_SAIDI: incentivo variable por duración de eventos, expresado en pesos \$ (CREG 015, 2018).

Iv_SAIFI: incentivo variable por frecuencia de eventos, expresado en pesos \$ (CREG 015, 2018).

Ivi_SAIDI max: incentivo variable máximo por duración de eventos cuando el SAIDI es menor al límite inferior de la banda de indiferencia (CREG 036, 2019).

Ivi_SAIFI max: incentivo variable máximo por frecuencia de eventos cuando el SAIFI es menor al límite inferior de la banda de indiferencia (CREG 036, 2019).

Ivs_SAIDI max: incentivo variable máximo por duración de eventos cuando el SAIDI es mayor al límite superior de la banda de indiferencia (CREG 036, 2019).

Ivs_SAIFI max: incentivo variable máximo por frecuencia de eventos cuando el SAIFI es mayor al límite superior de la banda de indiferencia (CREG 036, 2019).

LAC: liquidador y administrador de cuentas, Se encarga de los cargos por uso de las redes del OR (CREG 015, 2018).

m: mes del año (CREG 015, 2018).

MAIFI: es el indicador de frecuencia momentánea de eventos, se calcula para los eventos menores o iguales a tres minutos. Según lo indica sus siglas en inglés The Momentary Average Interruption Frequency Index, expresado en veces/año (CREG 015, 2018).

MAT: total año movable. Según lo indica sus siglas en inglés Moving Annual Total.

mc: número de meses facturados en el cual el usuario recibe compensación (CREG 015, 2018).

mf: número de meses facturados (CREG 015, 2018).

N: número total de transformadores del respectivo OR (CREG 097, 2008).

Ndías: número de días facturados al usuario (CREG 015, 2018).

Nfact: número de facturas del usuario durante el trimestre (CREG 097, 2008).

NH: número de horas totales del trimestre (CREG 097, 2008).

Niveles de tensión: los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición (CREG 015, 2018):

Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nniu: número de usuarios identificados a partir del NIU (CREG 097, 2008).

NRG: nivel de discontinuidad de referencia por grupo de calidad, medido en kWh (CREG 097, 2008).

NRT: nivel de referencia de las interrupciones por transformador, medido en kWh (CREG 097, 2008).

NTG: nivel de discontinuidad trimestral por grupo de calidad, medido en kWh (CREG 097, 2008).

NTT: nivel trimestral de las interrupciones por transformador, medido en kWh (CREG 097, 2008).

NU: número de usuarios que fueron afectados por el evento (CREG 015, 2018). Numero promedio de usuarios del transformador (CREG 097, 2008).

OR: operador de red de STR y SDL, es el encargado de la planeación, expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL (CREG 097, 2008).

SAIDI: indicador de calidad que representa la duración promedio por usuario de las interrupciones de un sistema de distribución en un periodo establecido. Sigla de la denominación inglesa de *System Average Interruption Duration Index* (IEEE Std 1366 – 2012, 2012).

SAIDI_CI: valor del indicador de duración, cuando el SAIDI es menor al límite inferior de la banda de indiferencia, expresado en horas (CREG 015, 2018).

SAIDI_CS: valor del indicador de duración, cuando SAIDI es mayor al límite superior de la banda de indiferencia, expresado en horas (CREG 015, 2018).

SAIDI_LP: indicador de duración de referencia a largo plazo, expresado en 2 horas/año (CREG 015, 2018).

SAIDI_M: indicador de referencia en cuanto a la duración de eventos, expresado en horas al año (CREG 015, 2018).

SAIDI_R: indicador de duración de referencia de los eventos sucedidos en el SDL (CREG 015, 2018).

SAIFI: indicador de calidad que representa la cantidad promedio por usuario de interrupciones de un sistema de distribución en un periodo establecido. Sigla de la denominación inglesa de *System Average Interruption Frequency Index* (IEEE Std 1366 – 2012, 2012).

SAIFI_CI: valor del indicador de frecuencia, cuando el SAIFI es menor al límite inferior de la banda de indiferencia, expresado en cantidad de eventos (CREG 015, 2018).

SAIFI_CS: valor del indicador de frecuencia, cuando el SAIFI es mayor al límite superior de la banda de indiferencia, expresado en cantidad de eventos (CREG 015, 2018).

SAIFI_LP: indicador de frecuencia de referencia a largo plazo, expresado en 9 veces/año (CREG 015, 2018).

SAIFI_M: indicador de referencia en cuanto a la frecuencia de eventos, expresado en cantidad de eventos al año (CREG 015, 2018).

SAIFI_R: indicador de frecuencia de referencia de los eventos sucedidos en el SDL (CREG 015, 2018).

SDL: sistema de distribución local, sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización (CREG 097, 2008)

SIN: sistema interconectado nacional (CREG 097, 2008)

SSPD: superintendencia de servicios públicos domiciliarios (CREG 070, 1998).

SUI: sistema único de información (CREG 015, 2018).

THC: total de horas compensadas al usuario (CREG 015, 2018).

TVC: total de eventos compensados al usuario (CREG 015, 2018).

UC: unidad constructiva (CREG 015, 2018).

UPME: unidad de planeación minero-energética (CREG 070, 1998).

UT: número total de usuarios conectados al SDL (CREG 015, 2018).

VC: número de eventos de compensación al usuario (CREG 015, 2018). Valor por compensar al usuario “peor servido”, expresado en \$ (CREG 097, 2008).

VCDf: valor a compensar al usuario en la factura por incumplimiento de la duración máxima de eventos (CREG 015, 2018).

VCDI: ventas en el mercado de comercialización servido por el OR, realizadas por otros comercializadores diferentes al incumbente, expresada en kWh (CREG 015, 2018).

VCf: valor total a compensar al usuario en la factura (CREG 015, 2018).

VCIN: ventas en el mercado de comercialización servido por el OR, realizadas por el comercializador (CREG 015, 2018).

VCff: valor a compensar al usuario en la factura por incumplimiento de la cantidad máxima de eventos (CREG 015, 2018).

VT: ventas de energía, medido en kWh, obtenida de la información reportada al SUI (CREG 097, 2008).

Δ Dt: incentivo por variación trimestral de la calidad aplicable al cargo por uso, expresado en \$/kWh (CREG 097, 2008).

%: porcentaje de descuento del cargo de distribución por compensación aplicable al año (CREG 015, 2018).

Resumen

Título: Análisis comparativo de los indicadores, incentivos y compensaciones establecidos en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 respecto a la calidad del servicio en los sistemas de distribución local (SDL) de energía eléctrica, para la electrificadora de Santander S.A. E.S.P.*

Autor: Jerimberg González Monroy**

Palabras Clave: Calidad del servicio de energía eléctrica, sistemas de distribución local (SDL), normatividad, indicadores, incentivos, compensaciones.

Descripción:

La comisión de regulación de energía y gas (CREG) ha regulado la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución local (SDL). Con la entrada en vigor de la resolución CREG 015 de 2018 se establecen nuevos indicadores y metodologías para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, implementando un nuevo esquema de incentivos y compensaciones que pueden afectar los ingresos de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P.

En este trabajo de grado se comparan las variables y metodologías propuestas en la resolución CREG 015 de 2018, con las anteriormente utilizadas en la CREG 097 de 2008, con el fin de reconocer los cambios presentados en la última; asimismo, se establecen los beneficios económicos obtenidos bajo ambas resoluciones, teniendo en cuenta los eventos o interrupciones del servicio presentados en las redes del operador de red (OR) ESSA en el año 2018. Se presentan los indicadores logrados por ESSA junto con los respectivos incentivos y compensaciones que estos generan para ambas resoluciones.

Además, se analizan las estrategias presentadas en su plan de mejoramiento para cada una de las etapas, dando a conocer la metodología implementada para la selección de los activos a intervenir y las acciones ejecutadas para garantizar una adecuada calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en los SDL. Seguidamente se cuantifica el impacto de estas sobre sus indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI presentados en la resolución CREG 015 de 2018. Por último, se presentan las conclusiones obtenidas y se dan algunas recomendaciones para tener en cuenta en la mejora de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en los SDL.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánica. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordoñez Plata. Dr. Ingeniería Eléctrica. Codirector. Gilber Gabriel Pacheco Llain. Esp. Gerencia de Recursos Energéticos y Telecomunicaciones

Abstract

Title: Comparative analysis of the indicators, incentives and compensations established in resolutions CREG 097 of 2008 and CREG 015 of 2018 regarding the quality of service in the local distribution systems (SDL) of electrical energy, for the Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.*

Author: Jerimgberg González Monrroy**

Keywords: Quality of the electric energy service, local distribution systems (SDL), normativity, indicators, incentives, compensations.

Description:

The Energy and Gas Regulatory Commission (CREG) has regulated the quality in the provision of electric energy service in local distribution systems (SDL). With the entry into force of CREG resolution 015 of 2018, new indicators and methodologies are established for the remuneration of the electrical energy distribution activity, implementing a new incentive and compensation scheme that may affect the income of the Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

This degree work compares the variables and methodologies proposed in CREG resolution 015 of 2018, with those previously used in CREG 097 of 2008, in order to recognize the changes in the last one; next, the economic benefits obtained under both resolutions will be set, taking into account the events or interruptions of the service take place in the networks of the network operator (OR) ESSA in the year 2018. The indicators achieved by ESSA are presented together with the estimated incentives and compensations for both resolutions.

In addition, the strategies presented in the improvement plan for each of the stages were analyzed, showing the methodology implemented for the selection of the assets to intervene and the actions carried out for the appropriate quality in the provision of the electrical power service in the SDL. The impact of these on their SAIDI and SAIFI average quality indicators presented in CREG resolution 015 of 2018 is then quantified. Lastly, the conclusions obtained are presented and some recommendations are given to consider, regarding the improvement in quality of the provision of the electrical power service in the SDLs.

* Degree work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Gabriel Ordoñez Plata. Dr. Electrical Engineering. Co-director. Gilber Gabriel Pacheco Llain. Esp. Management of Energy Resources and Telecommunications

Introducción

El servicio de energía eléctrica debe ser continuo e ininterrumpido (Ley 142, 1994, art. 2), además el operador de red (OR) debe garantizar que este sea de calidad (Ley 143, 1994, art. 6). Por este motivo la CREG ha regulado la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica mediante resoluciones 070 de 1998, 097 de 2008 y 015 de 2018.

La resolución CREG 070 de 1998 fue la primera en regular la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia mediante los indicadores DES y FES junto con la metodología presentada para la compensación de los usuarios. Tiempo después se dio a conocer la resolución CREG 097 de 2008 la cual cambió la metodología, instaurando consigo el índice ITAD y el esquema de incentivos complementado con un esquema de compensaciones a usuarios “peor servidos”. Actualmente con la entrada en vigor de la resolución CREG 015 de 2018, se establecen nuevos indicadores y metodologías para la remuneración de la actividad de distribución en los Sistemas de Distribución Local (SDL), lo cual representa un reto importante para los operadores de red.

Con base en lo que se ha mencionado, es necesario estudiar el cambio de normatividad, comparando las metodologías utilizadas previamente de acuerdo con los parámetros de la resolución CREG 097 de 2008 y las nuevas metodologías establecidas en la resolución CREG 015 de 2018; así mismo, las normatividades aplicadas por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Superservicios y todas aquellas modificatorias, con el fin de reconocer sus diferencias, e identificar los cambios propuestos en la más reciente, en cuanto a indicadores, dado que estos pueden ocasionar mejoras o desmejoras en los ingresos del OR ESSA. Para tal fin se plantea un caso de estudio el cual tiene en cuenta los eventos o interrupciones del servicio de

energía eléctrica presentados en las redes del OR ESSA durante el año 2018 además de permitir el análisis de las estrategias usadas por este en sus planes de mejoramiento para lograr una adecuada calidad del servicio de energía eléctrica, cuantificando el impacto de estas sobre los indicadores SAIDI y SAIFI.

En el primer capítulo se dan a conocer los objetivos propuestos y cumplidos en el desarrollo de este trabajo de grado.

En el segundo capítulo se comparan las variables y metodologías presentadas bajo las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018, además se tiene en cuenta otras resoluciones que las modificaron permitiendo identificar los cambios más relevantes.

En el tercer capítulo se establecen los beneficios económicos obtenidos por la ESSA bajo ambas resoluciones, para esto se tienen en cuenta los eventos o interrupciones del servicio presentados en sus redes durante el año 2018. Acá se obtienen los indicadores con los respectivos incentivos y compensaciones que se generan para ambas resoluciones.

En el cuarto capítulo se analizan las estrategias propuestas por el OR ESSA en cada una de las etapas de su plan de mejoramiento para lograr una adecuada calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, además se cuantifica el impacto que estas tuvieron sobre los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI.

Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo de grado y se dan algunas recomendaciones para tener en cuenta en la mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar la calidad del servicio de energía eléctrica en los Sistemas de Distribución Local (SDL) de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P mediante la comparación de los indicadores, incentivos y compensaciones establecidos en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.

1.2 Objetivos específicos

Para realizar los análisis de la calidad de servicio se establecen los siguientes objetivos específicos:

Comparar la formulación de las variables de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local (SDL) propuestas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 para el OR ESSA en cuanto a indicadores, incentivos y compensaciones.

Establecer los beneficios económicos de los esquemas de incentivos y compensaciones establecidos en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 para el OR ESSA en el año 2018.

Analizar estrategias para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en los Sistemas de Distribución Local (SDL) del OR ESSA teniendo en cuenta los indicadores SAIDI y SAIFI.

2. Análisis comparativo de la calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL

Este capítulo tiene como fin comparar las metodologías presentadas para la remuneración de la calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL bajo los esquemas presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008, CREG 015 de 2018 y otras resoluciones que las modificaron. Esta comparación abarcará desde aspectos generales de las dos resoluciones, como la respectiva clasificación y exclusión de eventos, indicadores, esquemas de incentivos, esquemas de compensaciones, medición y registro de eventos, obligaciones de los OR y comercializadores, y los respectivos reportes al LAC y SUI por parte del OR en los formatos presentados por la SSPD en sus resoluciones; esto con el fin de reconocer las diferencias y similitudes, ventajas y desventajas presentadas entre ellas.

2.1 Generalidades de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

En la Tabla 1 se muestran las principales características de las metodologías presentadas en las dos resoluciones, esto con el propósito de reconocer aspectos que las identifican y ofrecer un contexto que exponga la manera en la que se establecen los criterios y reglas, con las cuales los OR deberán prestar y garantizar una adecuada calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL.

Tabla 1.

Aspectos generales presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Generalidades	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Contexto	Nivel de tensión 1 Niveles de tensión 2 y 3 Calidad media de referencia Años de referencia: 2006-2007	Nivel de tensión 1 Niveles de tensión 2 y 3 Calidad media de referencia Año de referencia: 2016

Generalidades	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
	Medición trimestral	Medición mensual
Ámbito de registro (aplica para incentivos y compensaciones)	Transformadores, circuitos y tramos de circuitos.	Redes y transformadores de los niveles de tensión 1, 2 y 3.
Ámbito de registro adicional	No aplica	Red secundaria- Circuitos de nivel de tensión 1
Indicadores	Energía No Suministrada (ENS) ITAD Calidad media ITT Calidad Individual No tiene en cuenta indicadores de frecuencia y de calidad adicional.	Duración y frecuencia de eventos. SAIDI y SAIFI Calidad media DIU y FIU Calidad individual MAIFI y CAIDI indicadores adicionales para fines estadísticos.
Incentivos	Aumentar o disminuir su cargo por uso del respectivo nivel de tensión. Trimestralmente Incentivo por variación trimestral de la calidad ΔDt. ITAD	Aumentar o disminuir los ingresos del OR. Anualmente Incentivos asociados a indicadores de duración y frecuencia. SAIDI SAIFI
Compensaciones	Incumplimiento IRGP Usuarios “Peor Servidos” Compensación asociada a ITT, DTT. Morosidad. Valor máximo mensual es el costo del servicio facturado en el mes. Se compensa cada vez que el ITAD este en la banda de indiferencia o este a la izquierda de esta.	Incumplimiento DIUG y FIUG. Compensación asociada a DIU y FIU Morosidad CONP Aplica al cargo de distribución del año siguiente. No aplica banda de indiferencia.
Causales de sanción Ley 142 de 1994 Artículo 136	Aumentar el ITAD con respeto al promedio histórico y por encima de la banda de indiferencia. Compensación estimada por encima del costo del servicio de distribución facturado al usuario en el respectivo mes.	Calidad media cuando se presenta incentivo negativo por incumplimiento de metas o requisitos. Calidad individual cuando se presenta al menos un usuario con DIU y FIU mayor a 360 horas y/o veces. Pagar compensaciones totales en un año que superan el 5% del ingreso del distribuidor. No disminuir la cantidad promedio mensual de usuarios sujetos de compensaciones con respecto al año anterior. No aprobar la verificación a la información registrada y reportada. No certificar el cumplimiento de requisitos.
Otros ingresos asociados a calidad	Aumentar o disminuir el porcentaje de AOM reconocido cuando disminuya el IAAD respecto al año anterior.	No aplica

Nota: Información tomada de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.

2.2 Exclusión de eventos en los indicadores de calidad del servicio

Una interrupción o evento es una situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada (CREG 015, 2018).

Las interrupciones o eventos presentados en el SDL se pueden clasificar en programados y no programados; los programados son aquellos eventos planeados e identificados por el OR; un ejemplo son las interrupciones del servicio por mantenimientos tanto preventivos como correctivos. Por el contrario, los eventos no programados son los que se presentan sin conocimiento del OR; un ejemplo son los eventos ocasionados por desastres naturales. Lo mencionado anteriormente se cumple en las dos resoluciones; sin embargo, bajo lo establecido en la resolución CREG 097 de 2008 existía otra clasificación denominada causadas por terceros, cabe destacar que esta a su vez era excluida del cálculo de los índices.

La Tabla 2 presenta las interrupciones o eventos excluibles en el cálculo de los indicadores de calidad del servicio bajo las resoluciones presentadas en este análisis.

Tabla 2.

Exclusión de eventos presentadas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Exclusiones	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
a. Los menores o iguales a 3 minutos.	✗	✓
b. Racionamiento de emergencia SIN.	✓	✓
c. Eventos causados por activos del STN y STR.	✓	✓
d. Eventos requeridos por seguridad ciudadana.	✓	✓
e. Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el usuario informa al OR sobre su decisión de reponerlo.	✗	✓
f. Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el OR debe reponerlo.	✓	✓
g. Catástrofes naturales tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones o tornados.	✓	✓
h. Actos de terrorismo.	✓	✓
i. Los ocurridos fuera de las horas correspondientes a los “periodos de	✓	✓

Exclusiones	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
continuidad” acordados para las zonas especiales.		
j. Alumbrado Público AP franja diurna (entre las 6 a.m. y las 6 p.m.).	✗	✓
k. Suspensiones o cortes de servicio por incumplimiento del contrato por parte del usuario.	✓	✓
l. Suspensiones o cortes de servicio por programas de limitación del suministro del comercializador.	✓	✓
m. Exigencias de traslado y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por parte de autoridades competentes.	✓	✓
n. Reposición o modernización en subestaciones.	✓	✓
o. Proyectos de expansión de nivel de tensión 4	✓	✓
p. Situaciones acontecidas de riesgo de la vida humana (CREG 036, 2019).	✗	✓
q. Fuerza mayor o caso fortuito	✗	✓

Nota: De los numerales g y h se debe tener una certificación emitida por una entidad competente que declare esta situación, además el numeral n se realiza bajo el marco de un plan de inversiones reportado a la CREG (CREG 015, 2018). Por otro lado, el numeral p fue agregado en la resolución CREG 036 de 2019.

El OR debe conservar la respectiva documentación y evidencias de las causantes de exclusión de cada una de las interrupciones o eventos mencionadas en la Tabla 2; además, deberá emitir un comunicado informando a sus usuarios de la situación presentada. Cuando el evento es clasificado como programado, el OR debe informar con 42 horas de antelación a sus usuarios residenciales o 72 horas a usuarios industriales. Al mismo tiempo el OR deberá enviar automáticamente un mensaje de texto o de correo electrónico a sus usuarios cuando se presente una interrupción o evento (CREG 015, 2018).

2.3 Formulación de las variables de calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL

El objetivo es reconocer algunos aspectos como los periodos de referencia, variables de referencia, grupos de calidad, la banda de indiferencia y las variables relacionadas con los indicadores, incentivos y compensaciones presentados en las metodologías CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018. Los periodos de referencia representan los años en los cuales se obtienen la información para calcular las variables de referencia; éstas a su vez, representan los límites o valores para tener en cuenta por parte del OR con respecto a sus indicadores. Además, se establecen los grupos de calidad, que permiten clasificar a los usuarios según el número de habitantes como es el caso de la CREG 097 de 2008; adicionalmente, la CREG 015 de 2018 tiene en cuenta el nivel de riesgo de falla, según la clasificación por municipio establecida en el capítulo 16 de dicha resolución. El fin de los grupos de calidad es clasificar a los usuarios y asignarles unas variables de referencia, las cuales se tendrán en cuenta para la compensación de estos. A diferencia de la banda de referencia, que tiene como objetivo establecer los límites tanto inferior como superior de los indicadores, permitiendo evaluar los incentivos aplicables al OR por la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica a sus usuarios pertenecientes al SDL.

En la Tabla 3, se evidencia que para la resolución CREG 097 de 2008 se tomaron dos años de referencia: 2006 y 2007 a diferencia de la CREG 015 de 2018 para la que se tomó el año 2016. Las variables de referencia son propias de cada operador de red, emitidas por la CREG de manera independiente a las normativas nombradas. Mientras que la CREG 097 de 2008 vinculaba el AOM con la calidad del servicio en los SDL, la CREG 015 de 2018 no presenta dicho vínculo; sin embargo, ambas presentan una banda de indiferencia para el esquema de incentivos.

Las Tablas 4 y 5 muestran respectivamente que la resolución CREG 097 de 2008 presenta cuatro grupos de calidad mientras la CREG 015 de 2018 nueve grupos de calidad.

Tabla 3.

Formulación de variables según las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Variables	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Periodos de referencia	2006-2007	2016
	Análisis de calidad media trimestral Nivel de tensión 1 y de forma agrupada 2 y 3.	Análisis de calidad media anual Nivel de tensión 1 y de forma agrupada 2 y 3.
	Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad IRAD	Indicadores tipo MAT
	$IRAD_{n,p} = \frac{1}{2} \left[\sum_{k=k_1}^{k_2} \left(\frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,p,k} \right) \right]$ $= \frac{1}{2} \sum_{k=k_1}^{k_2} IRADK_{n,p,k}$	Metas anuales de calidad media para el indicador de duración en horas/año SAIDI_M $SAIDI_{M_{j,t}} = (1 - 0.08) * SAIDI_{M_{j,t-1}}$
	Siendo:	Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia en veces/año SAIFI_M.
	$IRG_{n,q,p,k} = \frac{NRG_{n,q,p,k}}{VT_{n,q,p,k}}$	$SAIFI_{M_{j,t}} = (1 - 0.08) * SAIFI_{M_{j,t-1}}$
	$NRG_{n,q,p,k} = \sum_{t=1}^{N_{n,q,p,k}} NRT_{n,t,q,p,k}$	
VARIABLES DE REFERENCIA	$NRT_{n,t,q,p,k} = DRT_{n,t,q,p,k} * EPU_{n,q,p,k} * NU_{n,t,q,p,k}$	Indicadores de referencia de ESSA (CREG 103, 2019) SAIDI_R= 32,977 horas/año SAIFI_R= 21,165 veces/año
		Indicadores de largo plazo SAIDI_LP= 2 horas/año SAIFI_LP= 9 veces/año
	Análisis individual trimestral Nivel de tensión 1, 2 y 3 agrupado por grupo de calidad. Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad IRGP.	Análisis individual mensual Nivel de tensión 1 y 2 3 agrupado por grupo de calidad Indicadores tipo MAT Indicadores de calidad mínima garantizada DIUG y FIUG
	$IRGP_{n,q,p} = \frac{1}{2} \left[\sum_{k=k_1}^{k_2} IRG_{n,q,p,k} \right]$	Existen 36 variables de referencia de ESSA (CREG 103,2019) distribuidas de esta forma: 9 DIUG nivel de tensión 1 9 DIUG nivel de tensión 2-3 9 FIUG nivel de tensión 1 9 FIUG nivel de tensión 2-3
	Tomando como años de referencia k1=2006 y k2=2007 Existen 32 variables de referencia de ESSA (CREG 171,2010) distribuidas de esta forma: 16 IRGP nivel de tensión 1 16 IRGP nivel de tensión 2 y 3	

Variables	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018																																			
Grupos de calidad	<p>Tabla 4. Grupos de calidad CREG 097 de 2008</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Grupo de calidad</th> </tr> <tr> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Zona Urbana</td> <td>Zona Urbana</td> <td>Zona Urbana</td> <td>Zona rural</td> </tr> <tr> <td>≥ 100</td> <td>$50 \leq P < 100$</td> <td>$P < 50$</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: Adaptada de la CREG 097 de 2008</p> <p>La zona urbana se expresa en miles de habitantes. Existen 4 grupos de calidad.</p>	Grupo de calidad				1	2	3	4	Zona Urbana	Zona Urbana	Zona Urbana	Zona rural	≥ 100	$50 \leq P < 100$	$P < 50$	-	<p>Tabla 5. Grupos de calidad CREG 015 de 2008</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">NIVEL DE RIESGO</th> <th colspan="3">NIVEL DE RURALIDAD</th> </tr> <tr> <th>IR=1 ≥ 100</th> <th>IR=2 <100</th> <th>IR=3 Zona rural</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>IRF < 22</td> <td>B=1</td> <td>11</td> <td>21</td> </tr> <tr> <td>22 < IRF < 45</td> <td>M=2</td> <td>12</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>45 < IRF < 100</td> <td>A=3</td> <td>13</td> <td>23</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: Adaptada de la CREG 015 de 2018</p> <p>El IR se mide en miles de habitantes. El IRF se clasifica en bajo, medio y alto con respecto a 1,2 y 3. Existen 9 grupos de calidad</p>	NIVEL DE RIESGO	NIVEL DE RURALIDAD			IR=1 ≥ 100	IR=2 <100	IR=3 Zona rural	IRF < 22	B=1	11	21	22 < IRF < 45	M=2	12	22	45 < IRF < 100	A=3	13	23
	Grupo de calidad																																				
1	2	3	4																																		
Zona Urbana	Zona Urbana	Zona Urbana	Zona rural																																		
≥ 100	$50 \leq P < 100$	$P < 50$	-																																		
NIVEL DE RIESGO	NIVEL DE RURALIDAD																																				
	IR=1 ≥ 100	IR=2 <100	IR=3 Zona rural																																		
IRF < 22	B=1	11	21																																		
22 < IRF < 45	M=2	12	22																																		
45 < IRF < 100	A=3	13	23																																		
Indicadores	<p>Índice Trimestral agrupado de la discontinuidad ITAD</p> $ITAD_{n,p} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G ITG_{n,q,p} \quad (8)$	<p>Indicador de duración SAIDI</p> $SAIDI_{j,t} = \frac{\sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60 \quad (9)$ <p>Indicador de frecuencia SAIFI</p> $SAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} \quad (10)$																																			
	<p>Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador ITT</p> $ITT_{n,t,q,p} = \frac{DTT_{n,t,q,p}}{NH_p} \quad (11)$	<p>Indicador DIU</p> $DIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,n,q,ma} \quad (12)$ <p>Indicador FIU</p> $FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m FIUM_{u,n,q,ma} \quad (13)$																																			
Banda de indiferencia	<p>Se establece una banda de indiferencia para considerar la variación trimestral de la discontinuidad.</p> <p>Los extremos de la banda de indiferencia corresponderán a la calidad media alcanzada trimestralmente por el OR durante el año 2006 y 2007.</p> $IRADK_{n,p,k} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,p,k} \quad (14)$ <p>Dentro de la banda de indiferencia el incentivo es cero.</p>	<p>Se establece una banda de indiferencia con el fin de evaluar los incentivos asociados a duración y frecuencia.</p> <p>Los límites de la banda de indiferencias se presentan a continuación:</p> <p>Indicador de duración Límite superior $1.005 * SAIDI_{M_{j,t}}$ Límite inferior $0.995 * SAIDI_{M_{j,t}}$</p> <p>Indicador de frecuencia Límite superior $1.005 * SAIFI_{M_{j,t}}$ Límite inferior $0.995 * SAIFI_{M_{j,t}}$</p> <p>Dentro de la banda de indiferencia el incentivo es cero.</p>																																			
Incentivos	Cargo por uso ajustado por incentivo	Cargo por uso de nivel de tensión																																			

Variables	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
	$DtA_{n,m} = Dt_{n,m} + \Delta Dt_{n,m}$ (15)	$Dt_{n,j,m,t} = Dt_{n,j,m,t} + Dtcs_{n,j,m,t}$ (17)
	Siendo:	Siendo:
	$\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p,m-4} - ITAD_{n,p,m-4}) * CRO_{m-1}$ (16)	Cargos por incentivos de calidad del servicio (CREG 036, 2019)
	El incentivo por variación trimestral de la calidad, sea positivo o negativo, no podrá en ningún caso ser mayor al 10% del $Dt_{n,m}$ (CREG 067, 2010)	$Dtcs_{n,j,m,t} = \frac{(IC_{SAIDI_{j,t}} + IC_{SAIFI_{j,t}}) / IPP_{FC} - CONP_{j,t} / IPP_{t-1}}{VCDI_{j,t-1} + VCIN_{j,t-1}} * IPP_{m-1}$ (18)
		Compensaciones no pagadas por el OR a sus usuarios.
		$CONP_{j,n,t} = CONP_{j,t} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$ (19)
		Ingreso anual por incentivo de calidad media
		$INCC_{j,n,t} = INCD_{j,n,t} + INCF_{j,n,t}$ (20)
		$INCD_{j,n,t} = IC_{SAIDI_{t,j}} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$ (21)
		$INCF_{j,n,t} = IC_{SAIFI_{t,j}} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$ (22)
	Valor por compensar en \$ al usuario "Peor Servido" (CREG 067, 2010).	Valor por compensar al usuario en la factura
	$VC_{n,t,m} = IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p$ (23)	$VC_f = VCD_f + VCF_f$ (25)
	Índice del peor servido	$VCD_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC$ (26)
	$IPS = \frac{ITT_{n,t,q,p}}{ITAD_{n,p}}$ (24)	$VCF_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC$ (27)
Compensaciones	La compensación se realiza toda vez que el resultado del ITAD este en la banda o a la izquierda de esta.	Siendo % y CEC respectivamente: $\%_t$: Para $t=1$, 8%; $t=2$, 10%; $t=3$, 12%; $t=4$, 14%; $t=5$, 16%; $t=6$, 18% y $t \geq 7$, 20%. $CEC = \frac{CF_f}{720 * m_f - EXC_T - DIU_T} * \sum_{m=1}^{m_f} (DIUM_{u,n,q,m}) + m_c * \frac{CF_f}{m_f}$ (28)
		Valor total por descontar al OR por las compensaciones no pagadas CONP. (CREG 036,2019)

Variables	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
		$CONP_{j,t} = \sum_{um=1}^{nu} \sum_{f=1}^{nf} VC_{f,um,t-1} \quad (29)$
	<p>Aumentar o disminuir el porcentaje de AOM reconocido. Para tal fin se tienen en cuenta los índices IAAD para los años k-1 y k-2.</p> <p>Índice anual agrupado de la discontinuidad del OR para el año k-1.</p>	
Otros ingresos asociados a calidad	$IAAD_{j,k-1,n} = \frac{1}{k-k_3} \left[\sum_{y=k_3}^{k-1} \left(\frac{1}{4} \sum_{p=1}^4 ITAD_{j,y,n,p} \right) \right] \quad (30)$	
	<p>Índice anual agrupado de la discontinuidad del OR para el año k-2.</p>	
	$IAAD_{j,k-2,n} = \frac{1}{(k-1)-k_3} \left[\sum_{y=k_3}^{k-2} \left(\frac{1}{4} \sum_{p=1}^4 ITAD_{j,y,n,p} \right) \right] \quad (31)$	

Nota: Información tomada de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.

Respecto a los grupos de calidad, el número de habitantes deberá ser el último dato certificado por el DANE y la ubicación física de los alimentadores primarios, tramos de circuito y transformadores de distribución determinarán el grupo de calidad al cual pertenecerá (CREG 097, 2008). Por otro lado, los transformadores pertenecerán al grupo de calidad al cual pertenece el municipio, o la zona del municipio, en el cual se encuentren ubicados y los usuarios al grupo de calidad del transformador al que se encuentren conectados, independientemente de si el transformador es un activo de uso o un activo de conexión (CREG 015,2018).

2.4 Indicadores implementados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Para evaluar la calidad del servicio de energía eléctrica prestada por el OR a sus usuarios, se identifican los indicadores que deben ser calculados y reportados por el OR ante el LAC, SUI y SSPD. Para tal fin se establece la comparación de los indicadores presentados en ambas

resoluciones estudiadas, identificando las variables, forma de obtención, sus características y demás aspectos que sean de interés para entender su aplicación. En la Tabla 6 se presentan los indicadores de calidad del servicio establecidos en las resoluciones analizadas. Se evidencia que en la CREG 097 de 2008 se toman en cuenta la duración de los eventos o interrupciones del servicio de energía eléctrica, mientras que la CREG 015 de 2018 además de la duración también incluye la frecuencia de dichos eventos. En la CREG 015 de 2018 los indicadores se presentan mensualmente y en la CREG 097 de 2008 trimestralmente.

Tabla 6.

Indicadores de calidad del servicio en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Indicadores	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Contexto	Relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR. Se evaluará trimestralmente.	Se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes de un OR. Se evaluará mensual y anualmente.
	ITAD es el índice medio de la calidad del servicio prestado por un OR. Será calculado trimestralmente.	SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un periodo anual.
	$ITAD_{n,p} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G ITG_{n,q,p} \quad (32)$	$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60 \quad (39)$
	Índice trimestral de discontinuidad por grupo de calidad ITG	
	$ITG_{n,q,p} = \frac{NTG_{n,q,p}}{VT_{n,q,p}} \quad (33)$	SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un periodo anual.
Calidad Media	Nivel de discontinuidad trimestral por grupo de calidad NTG	
	$NTG_{n,q,p} = \sum_{t=1}^{N_{n,q}} NTT_{n,t,q,p} \quad (34)$	$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} \quad (40)$
	Nivel trimestral de las interrupciones por transformador NTT	
	$NTT_{n,t,q,p} = DTT_{n,t,q,p} * EPU_{n,q,p} * NU_{n,t,q,p} \quad (35)$	
	Energía promedio consumida en kWh/hora por los usuarios EPU (CREG 067, 2010)	

Indicadores	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
	$EPU_{n,q,p} = \frac{1}{Nniu_{n,q,p}} * EPD_{n,q,p} * \frac{1}{24} \quad (36)$ <p>Energía promedio diaria facturada $EPD_{n,q,p}$</p> $EPD_{n,q,p} = \sum_{u=1}^{Nniu_{n,q,p}} \left(\frac{1}{Nfact_{p,u}} * \sum_{f=1}^{Nfact_{p,u}} \frac{EF_{p,f,u}}{Ndias_{p,f,u}} \right) \quad (37)$ <p>Ventas de energía en kWh $VT_{n,q,p}$</p> $VT_{n,q,p} = EPD_{n,q,p} * 90 \quad (38)$	
Calidad individual	<p>Índice trimestral de la discontinuidad $ITT_{n,t,q,p}$ este es calculado por transformador, nivel de tensión y grupo de calidad durante el trimestre a evaluar.</p> $ITT_{n,t,q,p} = \frac{DTT_{n,t,q,p}}{NH_p} \quad (41)$ <p>El ITT es una relación entre la duración trimestral por transformador en horas sobre el número total de horas durante el trimestre.</p>	<p>DIU representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual.</p> $DIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,n,q,ma} \quad (42)$ $DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,n,q,m} \quad (43)$ <p>FIU representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual.</p> $FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m FIUM_{u,n,q,ma} \quad (44)$ $FIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,n,q,m} \quad (45)$
Calidad adicional	No aplica	<p>MAIFI Indicador de frecuencia momentánea de eventos, Se calcula para eventos menores a 3 minutos. (CREG 036, 2019)</p> $MAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,t}}{UT_{j,t}} \quad (46)$ <p>CAIDI Indicador de duración promedio de eventos por usuario.</p> $CAIDI_{j,t} = \frac{SAIDI_{j,t}}{SAIFI_{j,t}} \quad (47)$

Nota: Las variables EPU, EPD y VT fueron tomadas de la CREG 067 de 2010, además el indicador adicional de calidad MAIFI fue modificado según CREG 036 de 2019.

2.5 Esquemas de incentivos presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Se procede a explicar cómo se obtienen los incentivos por calidad del servicio de energía eléctrica presentados en las resoluciones analizadas. Ambas resoluciones presentan una banda de indiferencia la cual permite evaluar los indicadores en un rango limitado; si estos se encuentran sobre la banda de indiferencia no aplica incentivo alguno; si los indicadores se encuentran por encima del límite superior de la banda de indiferencia el OR obtendrá un incentivo negativo; por el contrario, si se encuentran por debajo de la banda de indiferencia logrará un incentivo positivo. Seguidamente, en la Tabla 7, se da a conocer la manera de obtener y calcular los incentivos por calidad del servicio de energía eléctrica aplicables a cada OR. Por la CREG 015 de 2018 se obtienen incentivos anuales por duración y frecuencia de eventos, mientras que por la CREG 097 de 2008 se obtiene un incentivo por variación trimestral de la calidad.

Tabla 7.

Esquemas de incentivos de calidad del servicio presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Incentivo	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Contexto	Incentivo por variación trimestral de la calidad. ITAD	Incentivo por duración y cantidad de eventos. SAIDI y SAIFI.
Calidad media	$\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p_{m-4}} - ITAD_{n,p_{m-4}}) * CRO_{m-1} \quad (48)$	$IC_{SAIDI_{j,t}} = If_{SAIDI_{j,t}} + Iv_{SAIDI_{j,t}} \quad (49)$ $IC_{SAIFI_{j,t}} = If_{SAIFI_{j,t}} + Iv_{SAIFI_{j,t}} \quad (50)$
Incentivo nulo	Si el ITAD se encuentra dentro de la banda de indiferencia. La variación trimestral de la calidad será nula. $\Delta Dt_{n,m} = 0 \quad (51)$	Si el SAIDI o el SAIFI se encuentran dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1. El incentivo fijo por duración y cantidad de eventos es cero

Incentivo	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
		$I_{fSAIDI_{j,t}} = 0$ $I_{fSAIFI_{j,t}} = 0$ El incentivo variable por duración y cantidad de eventos es cero $I_{vSAIDI_{j,t}} = 0$ $I_{vSAIFI_{j,t}} = 0$ (52)
	Si el ITAD es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el trimestre. La variación trimestral de la calidad es positiva. $\Delta Dt_{n,m} > 0$ (54) Este no será aplicable si algún índice trimestral de la discontinuidad por grupo de calidad es mayor al promedio de los índices de referencia de la discontinuidad por grupo de calidad. $ITG_{n,q,p} > IRGP_{n,q,p}$ (55) Obtendrá un aumento en su cargo de distribución de lo contrario su variación del cargo será nula. $\Delta Dt_{n,m} = 0$ (56)	Si el SAIDI o el SAIFI es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1. El incentivo fijo por duración y cantidad de eventos será respectivamente: $I_{fSAIDI_{j,t}} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$ (57) $I_{fSAIFI_{j,t}} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$ (58) El incentivo variable por duración y cantidad de eventos será respectivamente: $I_{vSAIDI_{j,t}} = \left(0,92 * SAIDI_{R_j} - SAIDI_{CI_{j,t-1}} \right) * \frac{I_{vi_SAIDI\ max_{j,t}}}{0,92 * SAIDI_{R_j} - SAIDI_{LP}}$ (59) $I_{vSAIFI_{j,t}} = \left(0,92 * SAIFI_{R_j} - SAIFI_{CI_{j,t-1}} \right) * \frac{I_{vi_SAIFI\ max_{j,t}}}{0,92 * SAIFI_{R_j} - SAIFI_{LP}}$ (60) Donde las variables $SAIDI_{CS_{j,t-1}}$, $I_{vSAIDI\ max_{j,t}}$, $SAIFI_{CS_{j,t-1}}$, $I_{vSAIFI\ max_{j,t}}$ son respectivamente: $SAIDI_{CI_{j,t-1}} = \max(SAIDI_{LP}, SAIDI_{j,t-1})$ (61) $I_{vi_SAIDI\ max_{j,t}} = 4\% * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$ (62) $SAIFI_{CI_{j,t-1}} = \max(SAIFI_{LP}, SAIFI_{j,t-1})$ (63) $I_{vi_SAIFI\ max_{j,t}} = 4\% * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$ (64)
Incentivo Positivo		

Incentivo	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
	Si el ITAD es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el trimestre.	Si el SAIDI o el SAIFI mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1.
	La variación trimestral de la calidad es negativa.	El incentivo fijo por duración y cantidad de eventos será respectivamente:
	$\Delta Dt_{n,m} < 0$ (65)	$I f_{SAIDI_{j,t}} = -0,04 * \max(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1})$ (66)
	Por consiguiente, se obtiene una disminución en su cargo de distribución.	$I f_{SAIFI_{j,t}} = -0,04 * \max(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1})$ (67)
		El incentivo variable por duración y cantidad de eventos será respectivamente:
		$I v_{SAIDI_{j,t}} = \frac{(SAIDI_{M_{j,t-1}} - SAIDI_{CS_{j,t-1}}) * (Ivs_SAIDI\ max_{j,t})}{1,84 * SAIDI_{R_j} - SAIDI_{LP} - SAIDI_{M_{j,t-1}}}$ (68)
		$I v_{SAIFI_{j,t}} = \frac{(SAIFI_{M_{j,t-1}} - SAIFI_{CS_{j,t-1}}) * (Ivs_SAIFI\ max_{j,t})}{1,84 * SAIFI_{R_j} - SAIFI_{LP} - SAIFI_{M_{j,t-1}}}$ (69)
Incentivo negativo		Donde las variables $SAIDI_{CS_{j,t-1}}$, $Iv_{SAIDI\ max_{j,t}}$, $SAIFI_{CS_{j,t-1}}$, $Iv_{SAIFI\ max_{j,t}}$ son respectivamente:
		$SAIDI_{CS_{j,t-1}} = \min \left(SAIDI_{j,t-1}, 1,84 * SAIDI_{R_j} - SAIDI_{LP} \right)$ (70)
		$Iv_{SAIDI\ max_{j,t}} = 0,04 * \max(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1})$ (71)
		$SAIFI_{CS_{j,t-1}} = \min \left(SAIFI_{j,t-1}, 1,84 * SAIFI_{R_j} - SAIFI_{LP} \right)$ (72)
		$Iv_{SAIFI\ max_{j,t}} = 0,04 * \max(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1})$ (73)

Nota: Las variables Iv_SAIDI y Iv_SAIFI para incentivo positivo y negativo, además de la variable $SAIDI_CS$ para incentivo negativo fueron tomadas de la CREG 036 de 2019. La variable ΔDt fue tomada de la CREG 067 de 2010.

2.6 Compensación a usuarios según metodologías presentadas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Los esquemas de compensación presentados en las metodologías son modelados por variables y estas a su vez se deben calcular en el respectivo periodo de evaluación. Estas se comparan con las variables de referencia, si son menores a dichos valores el valor a compensar es cero, de lo contrario se deberá compensar a los usuarios según como lo indican las dos resoluciones presentadas en la Tabla 8. Se debe tener en cuenta que en la CREG 097 de 2008, siempre que el indicador ITAD se encuentre dentro, o a la parte izquierda de la banda de indiferencia se compensa al usuario; por otro lado, la CREG 015 de 2018 no toma en cuenta la banda de indiferencia. En la CREG 097 de 2008 se compensa a los usuarios peor servidos exclusivamente por la duración de los eventos, mientras que en la CREG 015 de 2018 se presentan compensaciones por duración y frecuencia de los eventos por usuario (DIU y FIU).

Tabla 8.

Esquemas de compensación de calidad del servicio presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Compensaciones	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Contexto	Usuario “Peor Servido” ΔDt , ITT y IPS.	Usuarios DIU y FIU
Compensación nula	Si el incentivo por variación trimestral de la calidad es menor a cero ($\Delta Dt_{n,m} < 0$) Cuando se presenta incentivo negativo el OR no deberá compensar a los usuarios “Peor Servidos” conectados a sus transformadores, circuitos o tramos. $VC_{n,t,m} = 0 \quad (74)$	Si en el mes a evaluar se cumple alguna de las siguientes condiciones: a. El $DIU_{u,n,q,m} \leq DIUG_{j,n,q}$ b. El $FIU_{u,n,q,m} \leq FIUG_{j,n,q}$ El valor para compensar por duración y cantidad de eventos será respectivamente: $\begin{aligned} VCD_f &= 0 \\ VCF_f &= 0 \end{aligned} \quad (75)$
Compensación usuarios	Si en el mes m, para el nivel de tensión n y grupo de calidad q se cumplen las condiciones presentadas a continuación: a. $\Delta Dt_{n,m} \geq 0$	Si en el mes m se cumplen alguna de las condiciones presentadas a continuación: a. El $DIU_{u,n,q,m} > DIUG_{j,n,q}$ y $HC_{u,n,q,m} > 0$

Compensaciones	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
	b. $ITT_{n,t,q,p} > IRGP_{n,q,p}$	b. El $FIU_{u,n,q,m} > FIUG_{j,n,q}$ y $VC_{u,n,q,m} > 0$
	El valor por compensar será respectivamente:	Siendo: HC: Horas compensadas
	$VC_{n,t,m} = IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p \quad (76)$	$HC_{u,n,q,m} = \max(0, DIU_{u,n,q,m} - DIUG_{j,n,q} - THC_{u,n,q,m-1}) \quad (78)$
	Si no cumple alguna de las condiciones el valor a compensar es cero.	THC: Total de horas compensadas al usuario
	$VC_{n,t,m} = 0 \quad (77)$	$THC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{u,n,q,ma} \quad (79)$
		VC: Número de eventos de compensación a usuarios
		$VC_{u,n,q,m} = \max(0, FIU_{u,n,q,m} - FIUG_{j,n,q} - TVC_{u,n,q,m-1}) \quad (80)$
		TVC: Total de número de eventos compensados a usuarios
		$TVC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} VC_{u,n,q,ma} \quad (81)$
		El valor para compensar por duración y cantidad de eventos será respectivamente:
		$VCD_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC \quad (82)$
		$VCF_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC \quad (83)$
		Si no cumple las condiciones para cualquiera de los casos el valor a compensar por duración y cantidad de eventos será respectivamente:
		$VCD_f = 0$
		$VCF_f = 0 \quad (84)$

Nota: Las variables HC, VC, THC y TVC fueron tomadas de la resolución CREG 036 de 2019. Además, la variable VC de la CREG 097 de 2008 fue modificada en la resolución CREG 067 de 2010.

2.7 Requisitos generales para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones

Para aplicar a los esquemas de incentivos y compensaciones presentados en las resoluciones aquí mencionadas, el OR deberá cumplir con ciertos requisitos para ingresar en el esquema. La Tabla 9 presenta los requisitos a cumplir por el OR en cuanto a medición y registro de información en su base de datos y evidencia que el sistema de gestión de la distribución (DMS) de la CREG 015 de 2018 posee más sistemas de información como CIS, HIS, OMS y CMS y el sistema de medición exige tercer elemento en el 70 % de los circuitos de nivel de tensión 2 y 3, a diferencia de la CREG 097 de 2008 en donde no aplica.

Tabla 9.

Requisitos generales para la aplicación de los esquemas establecidas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Requisitos	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2008
Vinculación de usuarios	Transformadores Nivel de tensión 1, 2 y 3. Circuitos Nivel de tensión 2 y 3.	Transformadores Nivel de tensión 1, 2 y 3 Circuitos Nivel de tensión 2 y 3
Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR.	ISO 9001	ISO 9001
Sistema de gestión de la distribución DMS	El DMS debe componerse de: <ul style="list-style-type: none"> • Un sistema SCADA • Un sistema GIS • Un servicio de atención telefónica con interfaz con los sistemas anteriores, en el cual se pueda realizar el reporte de fallas del servicio. 	El DMS estará compuesto por: <ul style="list-style-type: none"> • Sistema SCADA • Sistema de información histórica HIS • Sistema de información geográfico GIS • Sistema de gestión de eventos OMS • Sistema de información de usuarios CIS • Sistema de información de cuadrillas CMS • Servicio de reporte de eventos vía telefónica IVR
Sistema de medición	Equipos de corte y maniobra en las cabeceras de circuitos. Teledetección Teledetección adicional. Detección de ausencia y presencia de tensión (CREG 043, 2010).	Equipos de corte y maniobra en el 100% de las cabeceras de circuitos. Teledetección y telecontrol. Segundo elemento teledetección en el 90% de los circuitos de nivel de tensión 2 y 3.

Requisitos	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2008
		Detectar ausencia y presencia de tensión.
	No aplica	Tercer elemento telecontrolado de corte y maniobra en el 70% de los circuitos de nivel de tensión 2 y 3.

Nota: En el contexto de la CREG 097 de 2008 la telemedición adicional fue propuesto en la CREG 043 de 2010.

2.8 Responsabilidades de información sobre la calidad en los SDL

El OR y el comercializador tienen algunas responsabilidades con respecto al registro y calidad de la información registrada tanto en sus bases de datos como en el SUI y el LAC. A continuación, se mencionan sus obligaciones frente a la información registrada y suministrada a los entes anteriormente mencionados.

2.8.1 Responsabilidades del OR. Entre las responsabilidades del OR se encuentran la actualización de su sistema, la vinculación de sus usuarios al DMS, el cálculo de los indicadores e incentivos y de sus respectivos reportes al SUI y LAC. A continuación, en la Tabla 10 se explican de forma detallada sus responsabilidades con el fin de no incurrir en ninguna sanción, en acuerdo con lo establecido en las resoluciones.

Tabla 10.

Responsabilidades del OR según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Responsabilidades OR	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Asignar códigos	Circuitos Transformadores Usuarios-NIU No aplica	Circuitos Transformadores Usuarios-NIU Usuario-CALP
Suministrar al comercializador los códigos de vinculación de usuarios.	Circuitos Tramos de circuitos Transformadores	Circuitos Transformadores
Mantener actualizada la vinculación.	Usuarios	Usuarios

Responsabilidades OR	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
	Transformadores (CREG 043, 2010)	
Reportar la información de interrupciones al SUI y al LAC.	Según lo dispuesto en los formatos de la resolución SSPD-20102400008055.	Según lo dispuesto en los formatos de la resolución SSPD-20192200020155.
Reportar la información de interrupciones al LAC.	Diario Mensual Trimestral	Diario Mensual
Mantener actualizada y reportada al SUI la base de datos GIS. Informar al comercializador los cambios en la vinculación que se hayan producido.	Mensualmente	Mensualmente
El OR deberá mantener la información y el soporte de exclusiones o eliminación realizadas.	Revisión SSPD Término 2 años	Revisión SSPD Término 5 años
	Un anexo informativo sobre la forma como funciona el esquema de incentivos y compensaciones (CREG 043, 2010).	
El OR deberá entregar al comercializador	Información necesaria para el cálculo de las compensaciones mensualmente. Valor de los incentivos y compensaciones.	Información necesaria para el cálculo de las compensaciones. (CREG 036, 2019).
El OR deberá calcular	Indicadores de calidad media. ITAD Individual de calidad Individual ITT Incentivos	Indicadores de calidad media. SAIDI y SAIFI Individual de calidad Individual. DIU y FIU Incentivos

2.8.2 Responsabilidades del comercializador. El comercializador también presenta algunas responsabilidades ante la CREG y SSPD, las cuales van desde el cálculo del valor a compensar a cada usuario hasta su respectivo registro en la factura. Este también es responsable de reportar al SUI en sus respectivos formatos. En la Tabla 11 se presenta la información en detalle.

Tabla 11.

Responsabilidades del comercializador según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Responsabilidades del comercializador	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Calcular y aplicar los valores a compensar.	Mensualmente	Mensualmente

Responsabilidades del comercializador	Resolución CREG 097 de 2008	Resolución CREG 015 de 2018
	Grupo de calidad Transformador	Grupo de calidad Usuario
	DTT	DIUG y FIUG DIU y FIU
La factura debe llevar la siguiente información, con base en la información contenida en el SUI.	Valor por compensar cuando es un usuario peor servido. Valor de las variables CRO y CM_p	Valor por compensar al usuario cuando haya lugar. Valor de las variables ($HC, VC, CEC, \%, Dt$) (CREG 036, 2019).
	Nombre y dirección del OR Número de teléfono	Nombre y dirección del OR Número telefónico
Reportar al SUI la información comercial.	Resolución SSPD-20102400008055	Resolución SSPD- 20192200020155

Nota: Las variables a publicar en las facturas están establecidas en la CREG 43 de 2010 y CREG 036 de 2019.

2.9 Reporte de información de eventos al SUI y LAC por parte del OR según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Una de las obligaciones o responsabilidades del OR es reportar la información de los eventos presentados en el SDL en los formatos presentados por la SSPD en las resoluciones 20102400008055 y 20192200020155. Además de los respectivos reportes que deben realizar al LAC. En esta sección se darán a conocer los principales reportes que debe realizar el OR y los respectivos formatos en los cuales se deben efectuar.

2.9.1 Reporte de información de eventos al SUI por parte del OR según las resoluciones SSPD-20102400008055 y SSPD-20192200020155.

La SSPD es la encargada de vigilar que la información sea registrada y reportada por los OR en los plazos y formatos establecidos en sus resoluciones. Si se incurre en algún incumplimiento, el OR está propenso a la aplicación de una sanción según corresponda. Es preciso dar conocer los respectivos reportes a realizar por el OR con el fin de tener en cuenta los formatos y plazos a cumplir, en la Tabla 12 se presenta un resumen

del reporte que debe realizar el OR al SUI. Es importante resaltar que la resolución SSPD - 20192200059905 modificó los reportes de información comercial y de calidad del servicio referente a la SSPD-20192200020155.

Tabla 12.

Reporte de información al SUI por parte del OR

Reporte de Información al SUI	Resolución SSPD-20102400008055	Resolución SSPD-20192200020155
Información comercial	Formato 1 Alimentador/Transformador Mensual Vinculación Usuario-Alimentador Vinculación Usuario-Transformador	Formato TC1 Caracterización de Usuarios Mensual Inventario de Usuarios
	Formato 2 Información comercial residencial Mensual	Formato TC2. Facturación a usuarios Mensual
	Formato 3 Información comercial No residencial Mensual	Liquidar consumos en un periodo de tiempo determinado.
	No aplica	Formato TC6. Facturación AP Mensual
Información técnica	Formato 4 Información de alimentadores Mensual	Formato TT1 Inventario de alimentadores Mensual por demanda.
	Formato 5 Información de transformadores Información de calidad mensual	Formato TT2 Inventario de transformadores Mensual por demanda*
	Formato 22 Información de Subestaciones Anual	Formato TT3 Plan de trabajos de reposición o modernización en subestaciones Anual
	Formato 26 UC de subestación Mensual	No aplica
Calidad del servicio	Formato 7 NTG, VT y EPU Formato 9 ITAD Trimestral Nivel de tensión 1 Nivel de Tensión 2 y 3	Formulario CS1 SAIDI y SAIFI Mensual Indicadores de calidad media.
	Formato 8 Variables DTT, NU Índices ITT, IPS Trimestral Código Alimentador/ Transformador	Formulario CS2 DIU y FIU Mensual Indicadores de calidad individual.

Reporte de Información al SUI	Resolución SSPD-20102400008055	Resolución SSPD-20192200020155
	Formato 10 Incentivo por variación trimestral de calidad. Mensual Nivel de tensión 1 Nivel de tensión 2 y 3	Formulario CS3 Incentivo de calidad media anual Variables para el cálculo de incentivos de calidad media.
Reporte LAC	No aplica	Formato TT9 Ajuste eventos Mensual Modificación o eliminación de eventos en el reporte LAC por el OR.

Nota: Los formatos expuestos son tomados de las resoluciones SSPD-20102400008055 y SSPD-20192200020155.

*No incluye calidad de duración de las suspensiones (CREG 015, 2018).

2.9.2 Reporte de información de eventos al LAC por parte del OR según lo establecido en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018. El OR también tiene la responsabilidad de reportar al LAC los eventos presentados en sus redes. Para tal fin el LAC dispone de una plataforma para el cargue de la información. Este tendrá que realizarlos en los plazos establecidos y tendrá que validar la información para no incurrir en alguna sanción. En la Tabla 13 se presenta en detalle la información a proporcionar en los respectivos reportes a realizar al LAC.

Tabla 13.

Reporte de información al LAC por parte del OR

Reporte al LAC	Resolución CREG 097 DE 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Ámbito de reporte de eventos	Transformadores Nivel de tensión 1 Circuitos Nivel de tensión 2 y 3	Transformadores Nivel de tensión 1 Circuitos Nivel de tensión 2 y 3
Periodicidad	Diario-Eventos Trimestral-Consolidado	Diario-Eventos Mensual-Consolidado
Procedimientos	Web Service XML no fue habilitado Herramienta informática indica cargue manual habilitado	Web Service XML Habilitado el 01/09/2019
Alumbrado público	No existe CALP No se tenía en cuenta calidad.	Consumidor de alumbrado público CALP
Reporte diario	Reportar los eventos sucedidos en su red durante las 24 horas del día de la operación.	Reportar los eventos sucedidos durante las 24 horas del día de operación. Plazo máximo de 36 horas a partir de la

Reporte al LAC	Resolución CREG 097 DE 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Reporte mensual	Plazo máximo el día 10 del siguiente mes.	finalización de cada día.
	El OR debe reportar entre las 9 y las 12 del día siguiente a la operación. (CREG 043, 2010).	Reportar entre las 9:00 a.m y las 12:00 p.m según la hora indicada por el LAC.
	<p>Los eventos se reportarán con la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Código de evento b. Fecha-Hora inicial (dd/mm/yyyy hh:mm:ss) c. Fecha-Hora final (dd/mm/yyyy hh:mm:ss) d. Código de transformadores o circuitos afectados e. Especificación de transformadores o circuitos <ul style="list-style-type: none"> i. T-Transformadores ii. P-Circuitos f. Evento continúa <ul style="list-style-type: none"> i. S-Continúa ii. N-No continúa 	<p>Los eventos se reportarán con la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Código de evento b. Fecha Inicial (dd/mm/aaaa hh:mm:ss) c. Fecha Final (dd/mm/aaaa hh:mm:ss) d. Código de elemento e. Tipo de elemento <ul style="list-style-type: none"> i. 1-Transformador ii. 2-Circuito f. Causa de evento (Entre 1 y 42, No requerido NA) g. Eventos continua <ul style="list-style-type: none"> i. S-Continua ii. N-No continua iii. NA-No requerido h. Evento Excluido ZNI <ul style="list-style-type: none"> i. 1-Excluido ii. 0-No excluido iii. NA-No requerido i. Afecta Conexión de Generación <ul style="list-style-type: none"> i. 1-Si afecta ii. 0-No afecta iii. NA-No requerido j. CALP <ul style="list-style-type: none"> i. 1-Con usuarios AP ii. 0-Sin usuarios AP iii. NA-No requerido
	Transformadores o circuitos no afectados por interrupciones hora inicial y final igual a cero.	Transformadores y circuitos que no tuvieron afectación por un evento deben reportarse que no se presentaron eventos para estos elementos.
El OR debe utilizar el mismo código de transformador o circuito asignado para la vinculación reportada al SUI.	El OR deberá mantener el mismo código de elemento asignado para la vinculación reportada al SUI.	
<p>La información para reportar es la misma que el reporte diario. No se reportan eventos NA Solo es posible agregar eventos o elementos. No es posible modificar la información que se ha suministrado en los reportes diarios para ningún de los días del mes correspondiente.</p>	<p>Agente: La información para reportar es la misma que el reporte diario, adicionando:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Ajuste <ul style="list-style-type: none"> i. 1-Adición ii. 2-Modificación iii. 3-Eliminación b. Radicado SSPD r. Ejemplo: Radicado0001 	
	<p>SSPD</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Agente b. Código evento c. Fecha inicial 	

Reporte al LAC	Resolución CREG 097 DE 2008	Resolución CREG 015 de 2018
Reporte trimestral	<p>Los eventos se reportarán con la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> Código del evento Causa Descripción Causa Debe eliminarse <p>Trimestralmente el OR deberá reportar la clasificación y la descripción de la causa de cada uno de los eventos informados en el Reporte oficial de eventos diarios.</p> <p>El OR podrá clasificar eventos para su eliminación.</p> <p>Plazo máximo 5 días después del reporte SUI de la información de calidad del último mes del trimestre.</p>	<ol style="list-style-type: none"> Código elemento afectado Tipo Ajuste Radicado SSPD <p>No aplica</p>
Reporte de eventos de alto impacto reportar a la SSPD	No aplica	<p>Los eventos se reportarán con la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> Código de evento Fecha inicial Fecha final Descripción evento Causante afectado Código elemento afectado Tipo Causa evento Fecha estimada de restablecimiento Número de usuarios afectados.
Validación reporte	<p>Ajuste de la información entregada por el LAC.</p> <p>Agregación de eventos</p> <p>Agregación de transformadores o circuitos afectados.</p> <p>Corrección de diferencias en tiempos acumulados por el LAC.</p> <p>No se permite eliminación de eventos o modificación de sus duraciones.</p>	<p>OR podrá modificar o eliminar eventos en los dos días hábiles siguientes a la finalización de cada mes.</p> <p>El OR debe entregar a la SSPD un informe de justificación de la modificación o eliminación de eventos al cual debe detallar, sustentar y probar las causas que la generan.</p> <p>EL OR debe entregar al LAC la constancia de radicación a la SSPD del informe de justificación.</p> <p>El OR no podrá modificar sus cálculos de indicadores de calidad media e individual si no ha cumplido su obligación de radicar a la SSPD el informe de justificación y ajustado su reporte al LAC.</p>
Información no reportada por el OR	<p>Plazo adicional máximo de 24 horas.</p> <p>Si no reporta en el plazo adicional, el LAC aplicara las horas máximas a cada transformador o circuito.</p>	No aplica

Nota: La estructura de los reportes diario, mensual y trimestral con respecto a la CREG 097 de 2008 fueron publicados por XM en el Instructivo INDICA en agosto del 2012. En cuanto a la CREG 015 de 2018 fueron obtenidos del documento Carga de eventos SDL publicado por XM el 5 de junio de 2019 en reunión virtual.

3. Caso de estudio teniendo en cuenta los eventos presentados en las redes del OR ESSA durante el 2018

Con el fin de dar claridad a las metodologías adoptadas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 para la remuneración de la calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL, se plantea un caso de estudio, el cual permite cuantificar los beneficios generados para el año 2018. Toda la información necesaria para el análisis fue recolectada de los informes de operación de la empresa y de su base de datos.

El caso de estudio tiene en cuenta los eventos o interrupciones del servicio de energía eléctrica presentados en el año 2018 y los respectivos indicadores generados a partir de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018. Estos son comparados con los valores de referencia suministrados en las resoluciones CREG 171 de 2010 y CREG 103 de 2019 respectivamente, permitiendo medir la calidad del servicio suministrada por el OR ESSA durante este año. Según la calidad del servicio suministrada por el OR ESSA, este será sujeto a los respectivos esquemas de incentivos y compensaciones presentados en las metodologías de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.

3.1 Indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica 2018

A continuación, se dan a conocer los indicadores obtenidos en el año 2018, bajo las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018, los cuales permiten medir la calidad del servicio suministrada por el OR ESSA.

3.1.1 Indicadores CREG 097 de 2008. Se presentan los indicadores de calidad media obtenidos por la ESSA bajo el esquema de la CREG 097 de 2008, para su obtención se tienen en cuenta las variables mostradas en la Tabla 6.

En la Figura 1 se presenta el índice trimestral de la discontinuidad ITAD para los niveles de tensión 1 y de forma agrupada 2 y 3 obtenidos en los cuatro trimestres del 2018. Se evidencia que el índice ITAD con mayor valor se presenta para el nivel de tensión 1, dado que el OR ESSA presenta la mayor cantidad de clientes en este nivel de tensión.

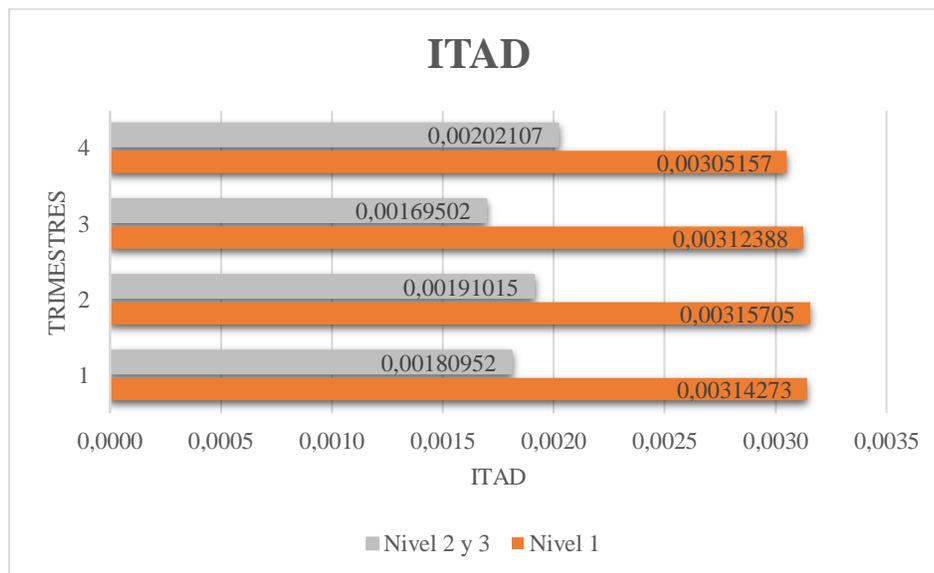


Figura 1. ITAD obtenido en el año 2018 para los niveles de tensión 1 y de forma agrupada 2 y 3

El índice trimestral de la discontinuidad por transformador ITT se encuentra en las memorias de cálculo dado que este se calcula por transformador, se estima que el OR ESSA tiene alrededor de 31 230 transformadores en el SDL.

3.1.2 Indicadores CREG 015 de 2018. En la Tabla 6 se presentan las variables para el cálculo de los indicadores de calidad media y en la Figura 2 se dan a conocer los indicadores obtenidos por la ESSA bajo el esquema de la CREG 015 de 2018.

En la Figura 2 se muestran los indicadores SAIDI y SAIFI obtenidos en los meses del año 2018. El valor promedio mensual del SAIDI es de 2,11 horas y del SAIFI es de 1,4 veces.

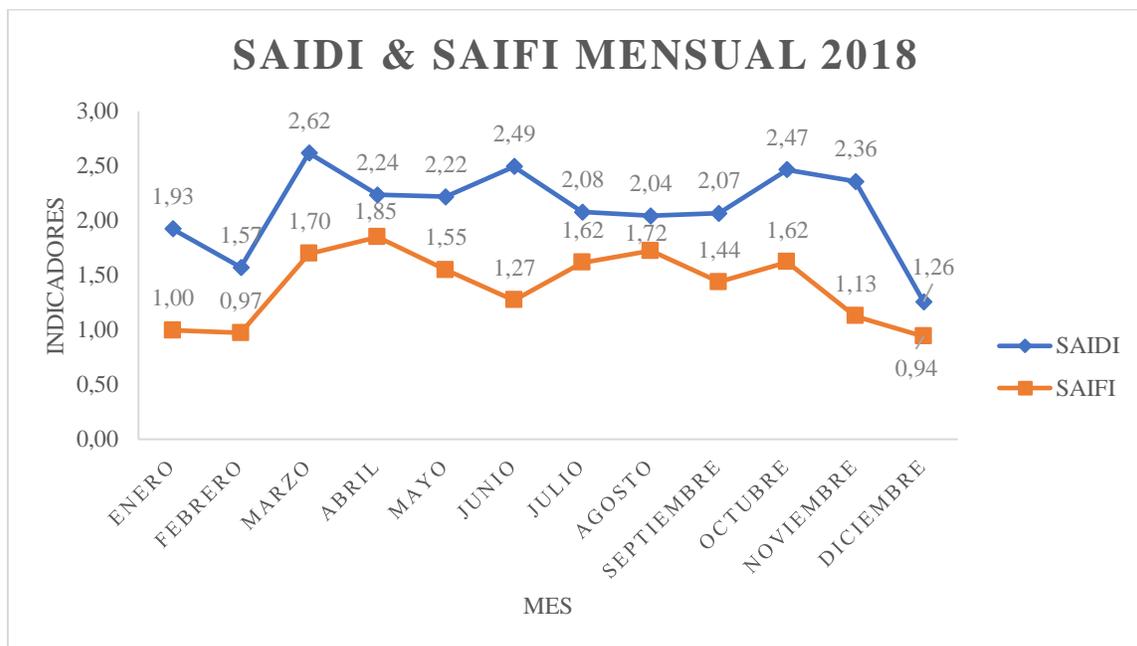


Figura 2. SAIDI y SAIFI mensual para el año 2018

Por otra parte, en la Figura 3 se muestran los indicadores SAIDI y SAIFI MAT en los meses del año 2018. En el acumulado del año se obtuvo un SAIDI de 25,34 horas/año y un SAIFI de 16,8 veces/año.

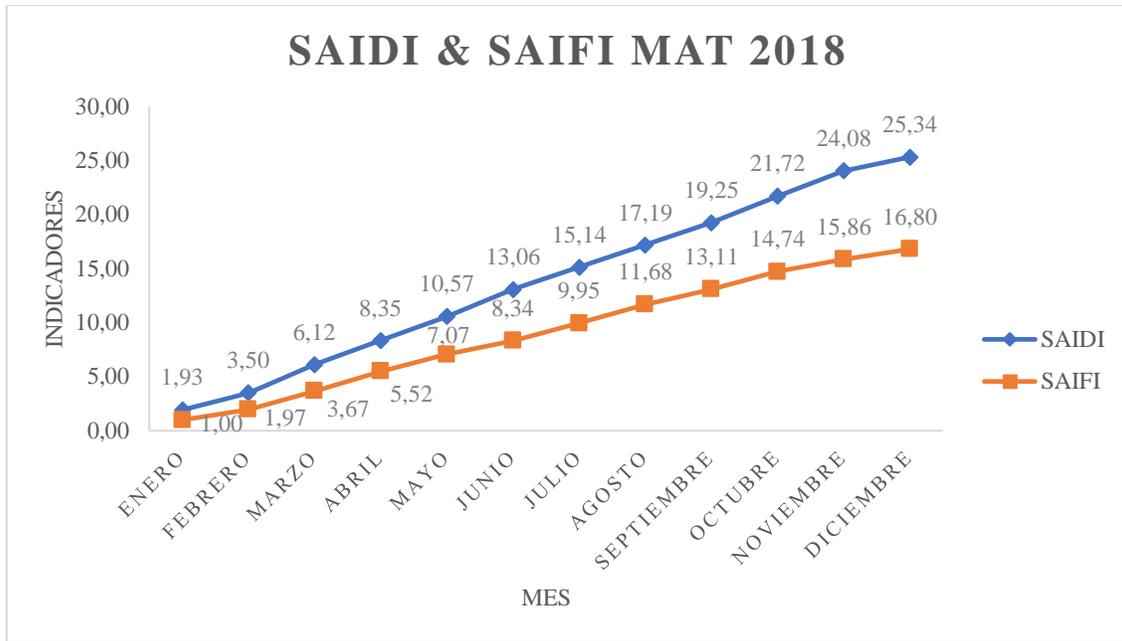


Figura 3. SAIDI y SAIFI MAT para el año 2018

En la Tabla 14 se muestran las causas de los eventos presentados durante el 2018 para el SAIDI y SAIFI, además se obtiene su respectivo porcentaje de afectación de la causa.

Tabla 14.

Causas de los eventos ocurridos en el año 2018

Tipo Causa	SAIDI	SAIFI	% SAIDI	% SAIFI
Condiciones climáticas (No excluible)	8,03	3,54	31,67%	21,02%
Desconocida (No excluible)	2,83	3,09	11,39%	18,72%
Elementos sobre la red (No excluible)	3,01	2,14	11,86%	12,69%
Fallas sobre equipo de potencia (No excluible)	0,49	0,62	1,94%	3,70%
Fallas sobre la red de distribución (No excluible)	5,95	3,46	23,35%	20,54%
Mantenimientos programados - SSL (No excluible)	2,18	1,81	8,61%	10,76%
Mantenimientos programados - SZD (No excluible)	2,80	2,10	10,98%	12,35%
Proyectos (No excluible)	0,05	0,04	0,20%	0,22%
Total	25,34	16,80	100%	100%

Nota: Información adaptada del informe de operación ESSA de diciembre del 2018.

En la Figura 4 se muestra el impacto de los eventos en el SAIDI y SAIFI clasificados por el tipo de causa del evento. Las causas con mayor impacto son condiciones climatológicas y fallas sobre la red de distribución, éstas representan el 55 % del SAIDI y el 41% del SAIFI.

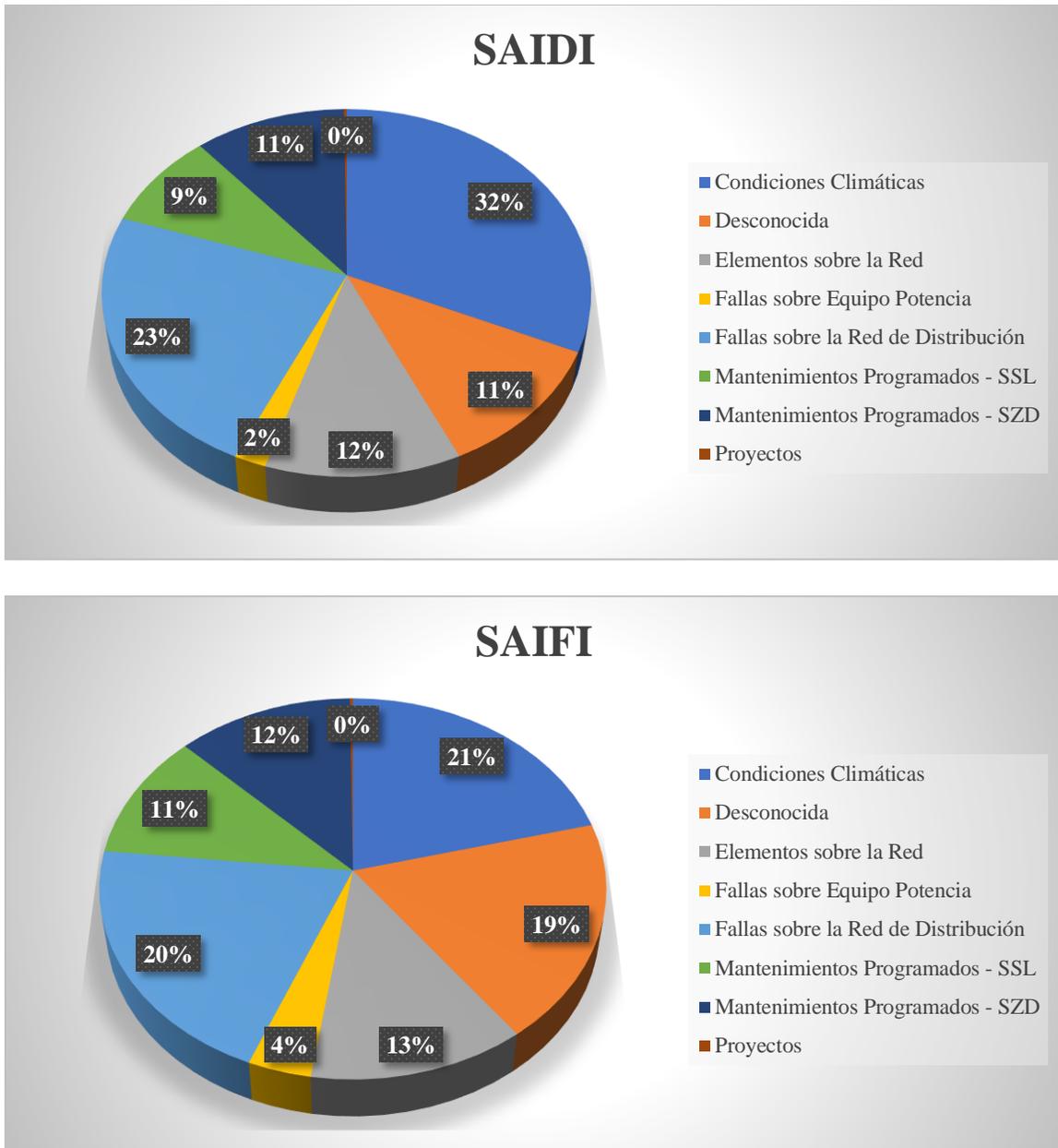


Figura 4. Causas MAT SAIDI y SAIFI

3.2 Incentivos generados en el año 2018 por calidad del servicio de energía eléctrica

Se darán a conocer los incentivos generados por el OR ESSA para el año 2018 bajo los esquemas presentados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018. Se tienen en cuenta los

indicadores logrados para este periodo y su comparación con respecto a sus indicadores de referencia, permitiendo identificar mejoras o desmejoras en la calidad del servicio de energía eléctrica suministra por el OR ESSA en los SDL, el cual será sujeto a la aplicación del incentivo negativo, positivo o nulo según corresponda. Con los resultados obtenidos se analiza en que forma estos benefician o afectan los ingresos de la empresa.

3.2.1 Incentivo CREG 097 de 2008. Se presentan los incentivos obtenidos por la Electrificadora de Santander ESSA para el año 2018 bajo el esquema presentado en la resolución CREG 097 de 2008. El análisis de los incentivos se hará por trimestre y nivel de tensión, verificando el lugar donde se encuentra el ITAD con respecto a la banda de indiferencia, después se procede a calcular el incentivo según lo expuesto en la Tabla 7.

Las Figuras 5 y 6 muestran el comportamiento del ITAD para los niveles de tensión 1, 2 y 3 durante el primer trimestre del año 2018.

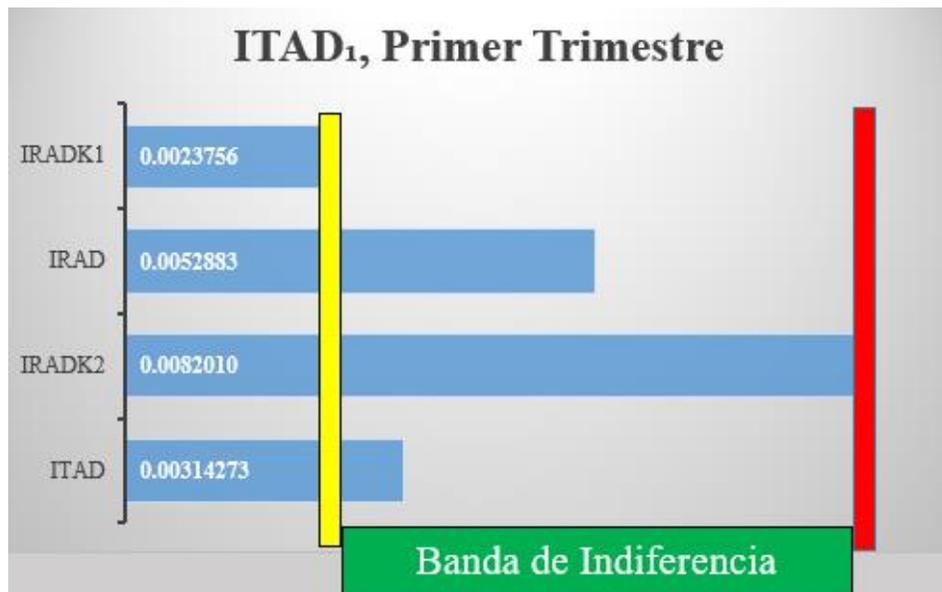


Figura 5. ITAD obtenido en el primer trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1

Como se muestra en la Figura 5, el ITAD se encuentra dentro de la banda de indiferencia y, por consiguiente, el incentivo por variación trimestral de la calidad para el nivel de tensión 1 es cero $\Delta Dt_{1,5} = 0$.

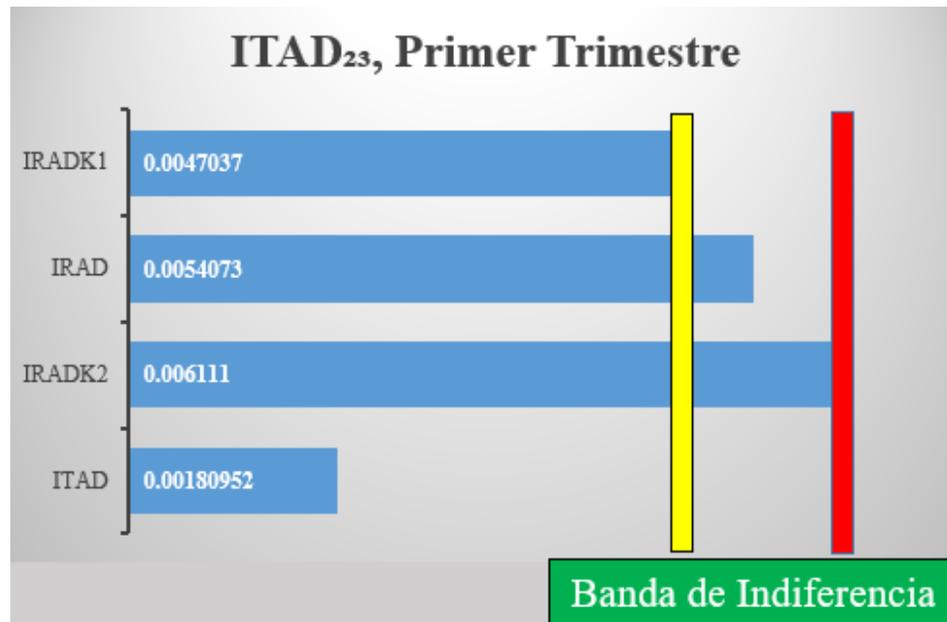


Figura 6. ITAD obtenido en el primer trimestre del año 2018 para niveles de tensión 2 y 3

En la Figura 6 se observa que el ITAD para los niveles de tensión 2 y 3 es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia, por tanto, se procede a verificar por grupo de calidad si el ITG es menor al IRGP. La Tabla 15 muestra la comparación realizada por grupo de calidad para el primer trimestre del 2018.

Tabla 15.

Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el primer trimestre del año 2018

GRUPO CALIDAD	TRIMESTRE	IRGP	ITG	CUMPLE
1	1	0,0009397	0,00052068	SI
2	1	0,0023423	0,00086299	SI
3	1	0,0099839	0,00313508	SI
4	1	0,0083634	0,00271935	SI

En la Tabla 15, se verifica que cumple la condición, es decir el ITG es menor que el IRGP; por tanto, se calcula el incentivo por variación trimestral de la calidad correspondiente:

$$\Delta Dt_{23,5} = (IRAD_{n,p_{m-4}} - ITAD_{n,p_{m-4}}) * CRO_{m-1}$$

$$\Delta Dt_{23,5} = (0.0054073 - 0.00180952) * 1273.07$$

$$\Delta Dt_{23,5} = 4.5802257846 \frac{\$}{\text{kWh}}$$

Valor CRO escogido CRO1 de abril 2018 que sería el m-1. Este se obtiene de la página de la UPME (UPME, 2018, pág. 7).

Se estima el incentivo monetario asociado a la variación trimestral de la calidad teniendo en cuenta las ventas totales de energía del primer trimestre del 2018 para los niveles de tensión 2 y 3.

$$Incentivo_{23,1} = \Delta Dt_{23,5} * VT_{23,1} = 4.5802257846 \frac{\$}{\text{kWh}} * 147761787.376 \text{ kWh}$$

$$Incentivo_{23,1} = \$677 \text{ millones}$$

Este procedimiento se repite para los otros tres trimestres del año. Las Figuras 7 y 8 y la Tabla 16 presentan el análisis del segundo trimestre; por otra parte, las Figuras 9 y 10 y la Tabla 17 muestran el análisis realizado para el tercer trimestre y finalmente, las Figuras 11 y 12 y la Tabla 18 detallan el análisis del cuarto trimestre.



Figura 7. ITAD obtenido en el segundo trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1

Como se muestra en la Figura 7, el ITAD se encuentra dentro de la banda de indiferencia y, por consiguiente, el incentivo por variación trimestral de la calidad para el nivel de tensión 1 es cero

$$\Delta Dt_{1,8} = 0$$

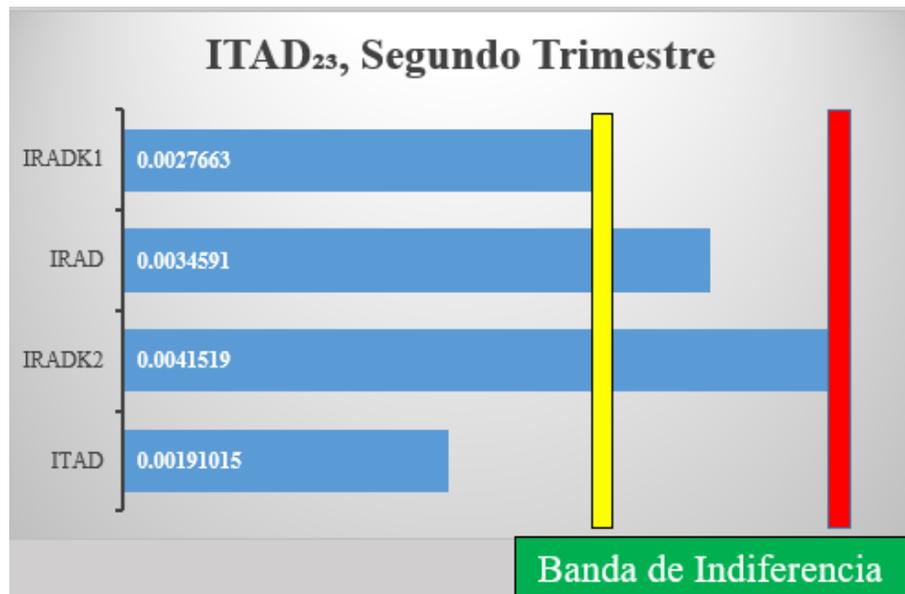


Figura 8. ITAD obtenido en el segundo trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 2 y 3

En la Figura 8 se observa que el ITAD para los niveles de tensión 2 y 3 es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia, por tanto, se procede a verificar por grupo de calidad si el ITG es menor al IRGP. La Tabla 16 muestra la comparación realizada por grupo de calidad para el segundo trimestre del 2018.

Tabla 16.

Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el segundo trimestre del año 2018

GRUPO CALIDAD	TRIMESTRE	IRGP	ITG	CUMPLE
1	2	0,00064580	0,00072298	NO
2	2	0,00261500	0,00069044	SI
3	2	0,00550390	0,00222850	SI
4	2	0,00507180	0,00399869	SI

En la Tabla 16, se observa que no cumple para el grupo de calidad 1 dado que el ITG es mayor que el IRGP. Dado que no cumplió para un grupo de calidad, el incentivo por variación trimestral de la calidad para el nivel de tensión 2 y 3 es cero.

$$\Delta Dt_{1,8} = 0.$$

Para el tercer trimestre, como se muestra en la Figura 9, el ITAD se encuentra dentro de la banda de indiferencia y, por consiguiente, el incentivo por variación trimestral de la calidad para el nivel de tensión 1 es cero $\Delta Dt_{1,11} = 0$.

Por otra parte, en la Figura 10 se observa que el ITAD para los niveles de tensión 2 y 3 es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia, por tanto, se procede a verificar por grupo de calidad si el ITG es menor al IRGP. La Tabla 17 muestra la comparación realizada por grupo de calidad para el tercer trimestre del 2018.



Figura 9. ITAD obtenido en el tercer trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1

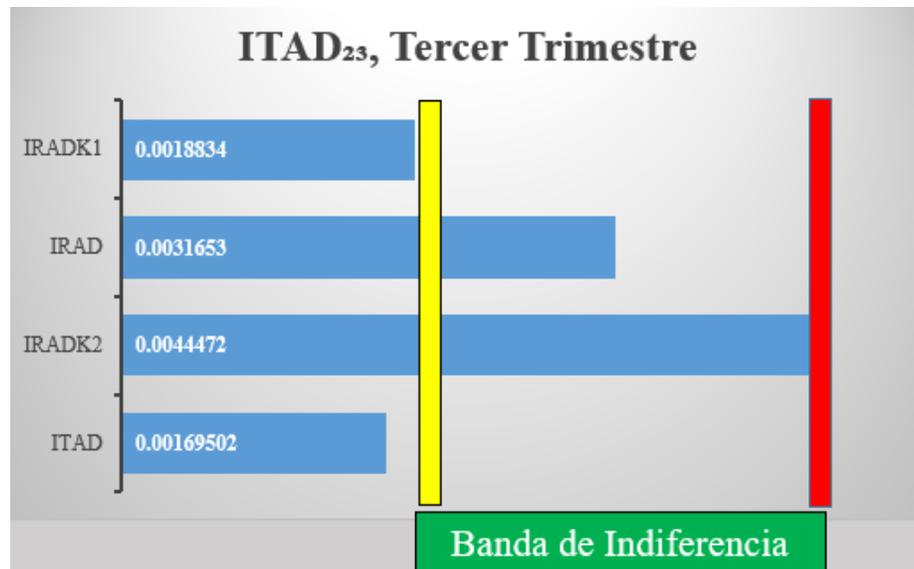


Figura 10. ITAD obtenido en el tercer trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 2 y 3

Tabla 17.

Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el tercer trimestre del año 2018

GRUPO CALIDAD	TRIMESTRE	IRGP	ITG	CUMPLE
1	3	0,00085780	0,00040059	SI
2	3	0,00247870	0,00057716	SI
3	3	0,00529600	0,00292638	SI
4	3	0,00402860	0,00287596	SI

En la Tabla 17, se verifica que cumple la condición es decir el ITG es menor que el IRGP, por tanto, se calcula el incentivo por variación trimestral de la calidad correspondiente:

$$\Delta Dt_{23,11} = (IRAD_{n,p_{m-4}} - ITAD_{n,p_{m-4}}) * CRO_{m-1}$$

$$\Delta Dt_{23,11} = (0.0031653 - 0.00169502) * 1338.26$$

$$\Delta Dt_{23,11} = 1.9676169128 \frac{\$}{\text{kWh}}$$

Valor CRO escogido CRO1 de octubre 2018 que sería el m-1. Este se obtiene de la página de la UPME (UPME, 2018, pág.7).

Se estima el incentivo monetario asociado a la variación trimestral de la calidad teniendo en cuenta las ventas totales de energía del tercer trimestre del 2018 para los niveles de tensión 2 y 3.

$$Incentivo_{23,3} = \Delta Dt_{23,11} * VT_{23,3} = 1.9676169128 \frac{\$}{\text{kWh}} * 145957990.66 \text{ kWh}$$

$$Incentivo_{23,1} = \$287 \text{ millones}$$

Para el cuarto trimestre, como se muestra en la Figura 11, el ITAD se encuentra dentro de la banda de indiferencia y, por consiguiente, el incentivo por variación trimestral de la calidad para el nivel de tensión 1 es cero $\Delta Dt_{1,2} = 0$.

Por otra parte, en la Figura 12 se observa que el ITAD para los niveles de tensión 2 y 3 es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia, por tanto, se procede a verificar por grupo de calidad si el ITG es menor al IRGP. La Tabla 18 muestra la comparación realizada por grupo de calidad para el cuarto trimestre del 2018.

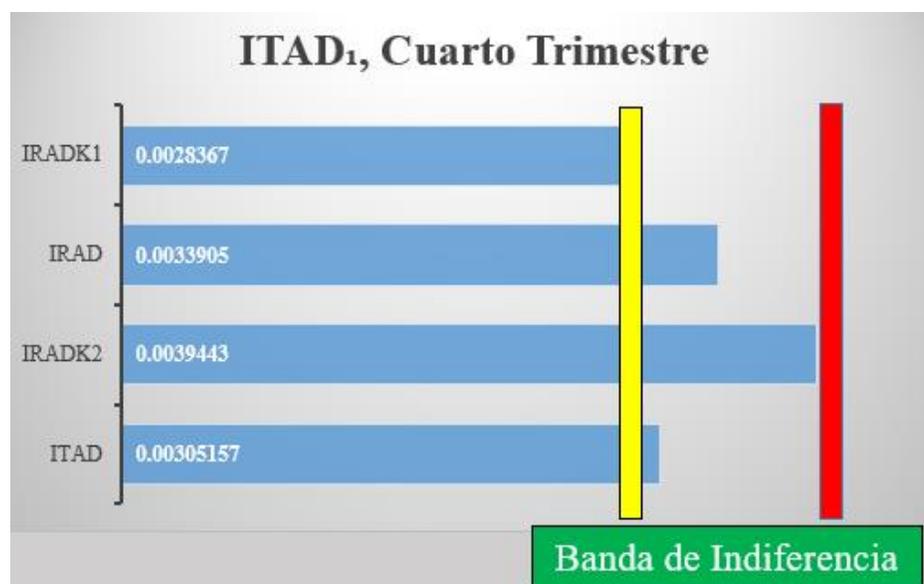


Figura 11. ITAD obtenido en el cuarto trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 1

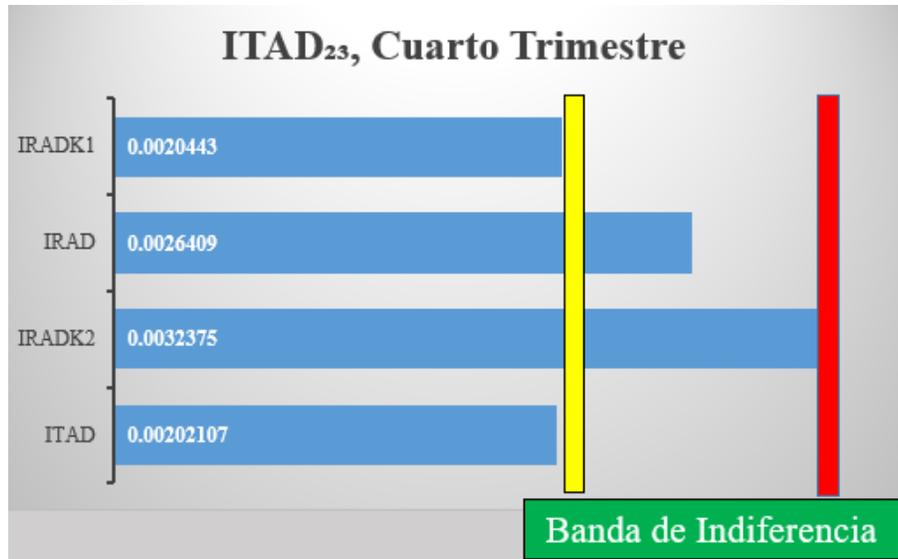


Figura 12. ITAD obtenido en el cuarto trimestre del año 2018 para el nivel de tensión 2 y 3
Tabla 18.

Comparación por grupo de calidad del ITG vs IRGP para el cuarto trimestre del año 2018

GRUPO CALIDAD	TRIMESTRE	IRGP	ITG	CUMPLE
1	4	0,0009864	0,0018109	NO
2	4	0,0022813	0,0003764	SI
3	4	0,0034403	0,0027893	SI
4	4	0,0038558	0,0031076	SI

En la Tabla 18, se observa que no cumple para el grupo de calidad 1 dado que el ITG es mayor que el IRGP. Dado que no cumplió para un grupo de calidad, el incentivo por variación trimestral de la calidad para el nivel de tensión 2 y 3 es cero.

$$\Delta Dt_{23,2} = 0$$

Finalmente se muestra y calcula el incentivo monetario estimado total asociado a la variación trimestral de la calidad.

$$\text{Incentivo total} = \text{Incentivos}_{23,1} + \text{Incentivos}_{23,3}$$

$$\text{Incentivo total} = \$677 \text{ millones} + \$287 \text{ millones}$$

$$\text{Incentivo total} = \$964 \text{ millones}$$

3.2.2 Incentivo CREG 015 de 2018. El análisis de incentivos bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018 se hará anualmente y es independiente del nivel de tensión. Es importante reconocer que su cálculo es un MAT (Moving Annual Total), es decir con ventana móvil de un año. El análisis se hizo considerando el año 2018 como el primer año del periodo tarifario, además se estima un valor del BRAEN de \$85 767 millones.

En la Tabla 19 se muestra el SAIDI obtenido para el año 2018 y se analiza con respecto a la banda indiferencia para determinar el tipo de incentivo obtenido.

Tabla 19.

Incentivo por duración de eventos comparando el SAIDI con respecto a los límites de la banda de indiferencia en el año 2018

SAIDI	SAIDI_M	Límite inferior	Límite superior	Incentivo
25,34	30,33	30,18	30,48	Positivo

Dado que el SAIDI obtenido en el año 2018 es menor al límite inferior de la banda de indiferencia se obtiene un incentivo positivo. El cálculo se realiza con las ecuaciones presentadas en la Tabla 7:

Se procede a calcular el incentivo fijo y variable por duración de eventos respectivamente:

$$If_{SAIDI_{j,t}} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} = \$3\ 431 \text{ millones}$$

$$Iv_{SAIDI_{t,j}} = (0,92 * 32,97 - 25,34) * \frac{\$3\ 431 \text{ millones}}{0,92 * 32,97 - 2} = \$605 \text{ millones}$$

El incentivo por duración de eventos SAIDI obtenido es:

$$IC_{SAIDI_{j,t}} = If_{SAIDI_{j,t}} + Iv_{SAIDI_{j,t}}$$

$$IC_{SAIDI_{j,t}} = 3\ 431 + 605$$

$$IC_{SAIDI_{j,t}} = \$4\ 036 \text{ millones}$$

En la Tabla 20 se muestra el SAIFI medido en el año 2018 y se analiza con respecto a la banda de indiferencia para determinar el tipo de incentivo obtenido.

Tabla 20.

Incentivo por frecuencia de eventos comparando el SAIFI con respecto a los límites de la banda de indiferencia en el año 2018

SAIFI	SAIFI_M	Límite inferior	Límite superior	Incentivo
16,80	19,47	19,37	19,56	Positivo

Dado que el SAIFI obtenido en el año 2018 es menor al límite inferior de la banda de indiferencia, se obtiene un incentivo positivo. El cálculo se realiza con las ecuaciones presentadas en la Tabla 7:

Se procede a calcular el incentivo fijo y variable por cantidad de eventos respectivamente:

$$If_{SAIFI_{j,t}} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} = \$3\ 431 \text{ millones}$$

$$Iv_{SAIFI_{t,j}} = (0,92 * 21,16 - 16,80) * \frac{\$3\ 431 \text{ millones}}{0,92 * 21,16 - 9} = \$875 \text{ millones}$$

El incentivo por cantidad de eventos SAIFI obtenido es:

$$IC_{SAIFI_{j,t}} = If_{SAIFI_{j,t}} + Iv_{SAIFI_{j,t}}$$

$$IC_{SAIFI_{j,t}} = 3\ 431 + 875$$

$$IC_{SAIFI_{j,t}} = \$4\ 306 \text{ millones}$$

A continuación, se muestra y se calcula el incentivo total por calidad media:

$$Total \text{ incentivos} = IC_{SAIDI_{j,t}} + IC_{SAIFI_{j,t}}$$

$$Total \text{ incentivos} = \$4\ 036 + \$4\ 306 \text{ millones}$$

$$Total \text{ incentivos} = \$8\ 342 \text{ millones}$$

3.3 Compensaciones generadas en el año 2018 por calidad del servicio de energía eléctrica

Se muestran las compensaciones obtenidas para el año 2018 bajo las metodologías presentadas en la CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 con sus respectivas modificatorias. Para esto se tiene en cuenta los indicadores de calidad individual presentados en la Tabla 6. También es necesario aclarar que las compensaciones obtenidas son de los usuarios que comercializan con ESSA.

3.3.1 Compensaciones CREG 097 de 2008. El esquema presentado en esta resolución tiene en cuenta las variables presentadas en la Tabla 8 y en la resolución CREG 171 de 2010, la cual presenta las variables de referencia para tener en cuenta por grupo de calidad y nivel de tensión. Las compensaciones obtenidas con la metodología de la resolución CREG 097 de 2008 del OR ESSA se presentan a continuación.

En la Tabla 21 se muestra el valor compensado total para el año 2018 bajo la metodología CREG 097 (2008). El OR ESSA compenso a sus usuarios en el año 2018 un total de \$4 675 millones.

Tabla 21.

Compensación mensual para el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 097 de 2008

Mes	Valor por compensar en \$
Enero	\$ 273 374 313,00
Febrero	\$ 274 520 700,00
Marzo	\$ 283 871 469,00
Abril	\$ 362 760 289,00
Mayo	\$ 361 637 764,00
Junio	\$ 373 771 848,00
Julio	\$ 309 206 723,00
Agosto	\$ 280 724 297,00
Septiembre	\$ 276 831 825,00
Octubre	\$ 621 873 560,00
Noviembre	\$ 618 739 588,00
Diciembre	\$ 637 808 201,00
Total	\$ 4 675 120 577,00

En la Figura 13 se evidencia los meses que generaron una mayor compensación para el OR ESSA, los cuales fueron principalmente octubre, noviembre y diciembre.



Figura 13. Compensaciones mensuales en el año 2018 bajo la resolución CREG 097 de 2008

En la Tabla 22 se muestran las compensaciones obtenidas por nivel de tensión para los diferentes grupos de calidad, el cual se compensó \$4 250 millones para el nivel de tensión 1 y \$ 424 millones para los niveles de tensión 2 y 3.

Tabla 22.

Compensación obtenida por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008

Grupo de calidad	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2y3
1	\$ 785 278 311,00	\$ 191 147 147,00
2	\$ 19 669 985,00	\$ 917 737,00
3	\$ 1 085 378 193,00	\$ 20 322 940,00
4	\$ 2 360 123 566,00	\$ 212 282 708,00
Total	\$ 4 250 450 045,00	\$ 424 670 532,00

En la Figura 14 se observa que el nivel de tensión 1 fue el que generó mayor compensación durante el año 2018; esto es debido a la cantidad de clientes que se tiene en este nivel de tensión.

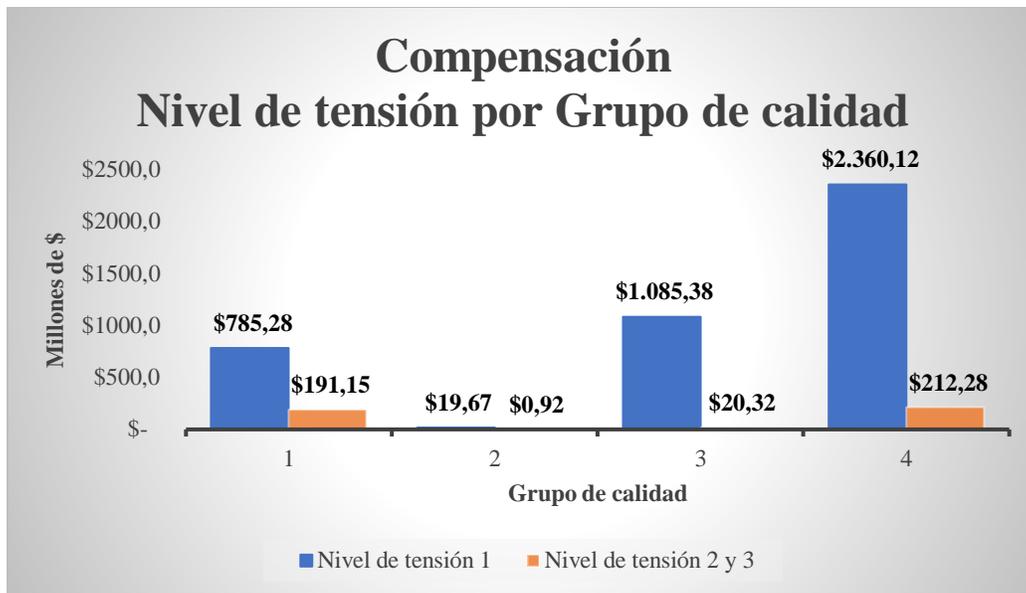


Figura 14. Compensaciones obtenidas por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008

La Tabla 23 presenta el valor total a compensar por grupo de calidad y en la Figura 15 se evidencia que el grupo de calidad 4 generó mayor compensación a usuarios alcanzando un total de \$ 2 572 millones.

Tabla 23.

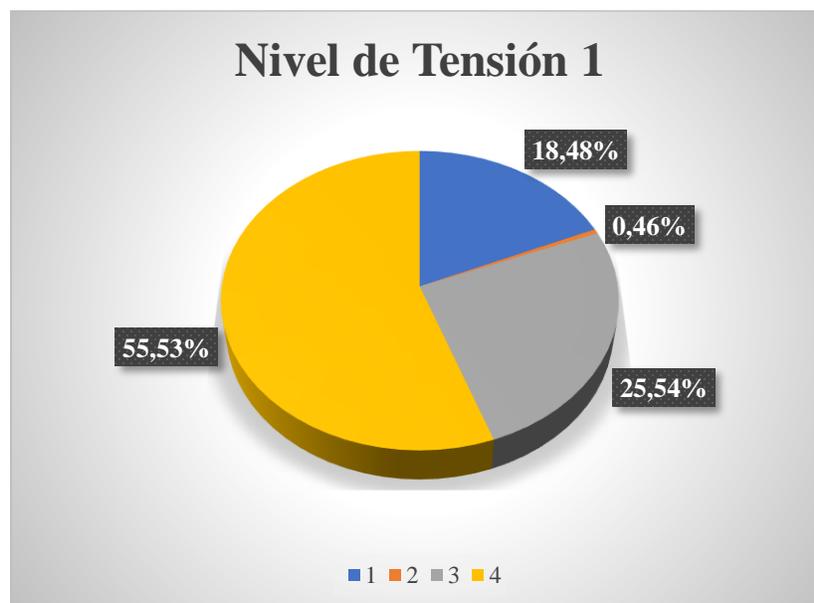
Valor total por compensar por grupo de calidad en el año 2018 bajo la CREG 097 de 2008

Grupo de calidad	Valor por compensar
1	\$ 976 425 458,00
2	\$ 20 587 722,00
3	\$ 1 105 701 133,00
4	\$ 2 572 406 264,00
Total	\$ 4 675 120 577,00



Figura 15. Compensaciones obtenidas por grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008

La Figura 16 evidencia que el grupo de calidad 4 aporta el 55,53% y 49,9 % del total de las compensaciones generadas en los niveles de tensión 1 y 2,3 respectivamente. Por tanto, este representa el 55,02% de las compensaciones totales.



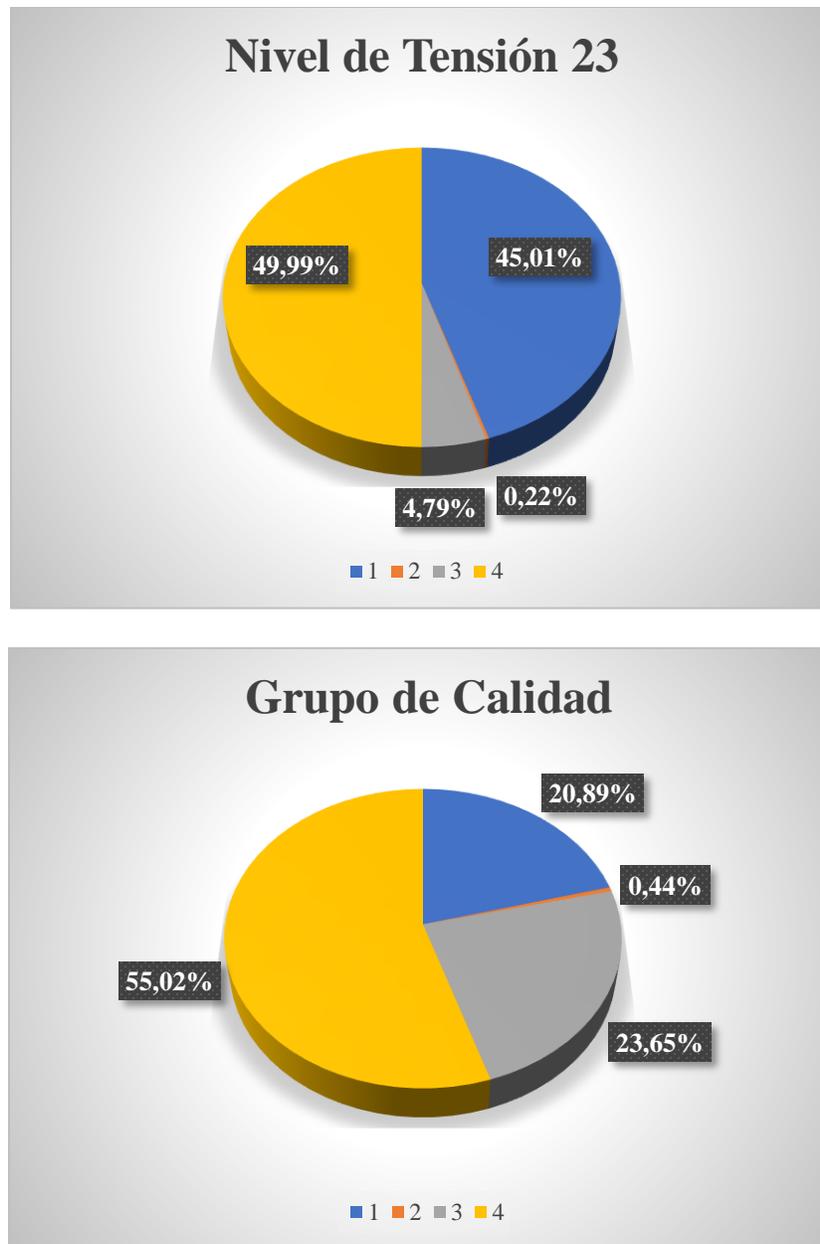


Figura 16. Porcentaje de compensación aportado por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 097 de 2008

3.3.2 Compensaciones CREG 015 de 2018. En constancia, se darán a conocer las compensaciones obtenidas bajo el esquema presentado en la CREG 015 de 2018. En este esquema se generan compensaciones bajo dos variables: el DIU y el FIU, obtenido por transformador el

cual conecta a los usuarios. La ESSA tiene alrededor de 800 mil usuarios promedio por mes. La Tabla 24 expone las variables de referencia para tener en cuenta según el grupo de calidad y nivel de tensión al que pertenezca el usuario. Estas variables son exclusivas de cada OR, por tanto, esta fue emitida bajo la resolución CREG 103 de 2019 al OR ESSA, además estas fueron revalidadas en la resolución CREG 158 de 2019.

Tabla 24.

Valores de referencia resolución CREG 103 de 2019

Grupo de calidad	Nivel de tensión 1		Nivel de tensión 23	
	DIUG	FIUG	DIUG	FIUG
11	18,30	21	24,53	17
12	-	-	-	-
13	21,52	25	19,29	26
21	64,68	33	48,03	25
22	69,03	25	64,87	37
23	108,73	71	107,49	68
31	87,36	43	64,67	43
32	151,45	72	91,85	52
33	200,75	93	114,36	48

En la Tabla 25 se dan a conocer los valores a compensar mensualmente por DIU y FIU los valores totales compensados por estos respectivamente son \$175 millones y \$129 millones, además el valor total compensado en el 2018 es de \$304 millones.

Tabla 25.

Compensación mensual durante el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018

Mes	Valor compensado por DIU	Valor compensado por FIU	Valor aplicado
Enero	\$ 488 314,48	\$ -	\$ 488 314,48
Febrero	\$ 635 887,48	\$ -	\$ 635 887,48
Marzo	\$ 876 506,38	\$ -	\$ 876 506,38
Abril	\$ 1 834 997,40	\$ -	\$ 1 834 997,40
Mayo	\$ 3 410 860,04	\$ -	\$ 3 410 860,04
Junio	\$ 3 398 091,37	\$ 245 211,77	\$ 3 643 303,14
Julio	\$ 5 371 213,44	\$ 519 436,56	\$ 5 890 650,00
Agosto	\$ 10 508 322,18	\$ 5 480 862,46	\$ 15 989 184,64
Septiembre	\$ 20 159 930,52	\$ 10 365 136,26	\$ 30 525 066,79
Octubre	\$ 29 649 747,03	\$ 29 668 464,87	\$ 59 318 211,90
Noviembre	\$ 53 708 784,98	\$ 28 114 487,37	\$ 81 823 272,35
Diciembre	\$ 45 402 255,12	\$ 55 095 702,28	\$ 100 497 957,40
Total	\$ 175 444 910,41	\$ 129 489 301,58	\$ 304 934 211,99

En la Figura 17 se evidencia que existe un aumento considerable en las compensaciones en los últimos meses del año. Es necesario aclarar que este análisis se realizó teniendo en cuenta el año 2018 como el primer año del periodo tarifario. Por tanto, las variables THC y TVC de la Tabla 8 son cero al inicio, debido a que no tienen historia. Además, cabe recordar que los indicadores DIU y FIU son MAT.

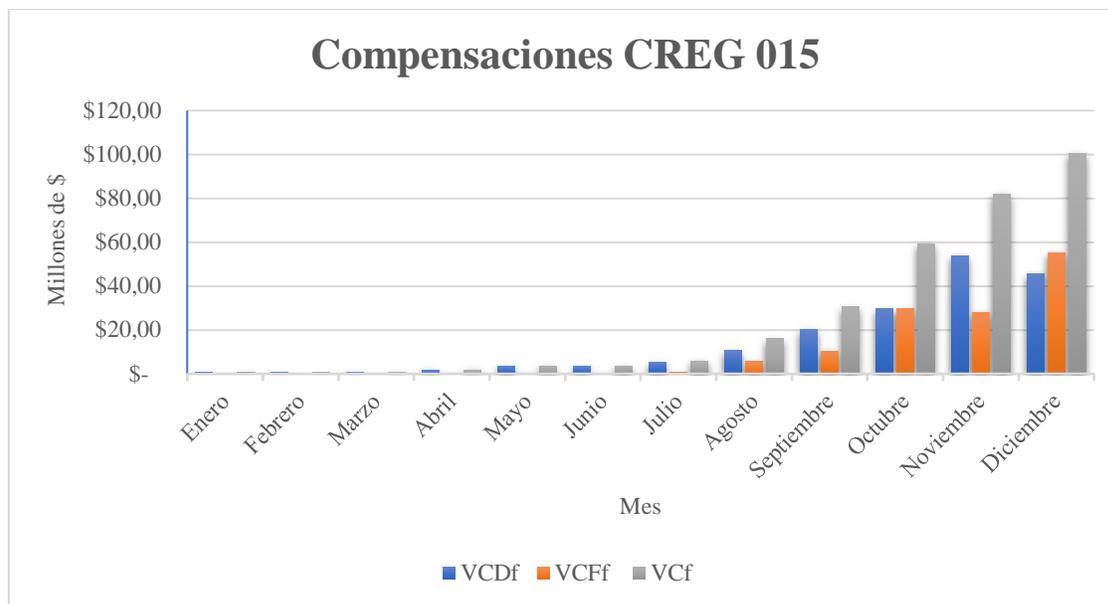


Figura 17. Compensación mensual para el año 2018 bajo el esquema de resolución CREG 015 de 2018

La Figura 18 presenta el porcentaje por DIU y FIU en el total de las compensaciones. Se evidencia que en los primeros cinco meses no hubo compensación por FIU, entonces se puede concluir que el DIU fue el que aportó el mayor porcentaje de las compensaciones presentadas durante este periodo.

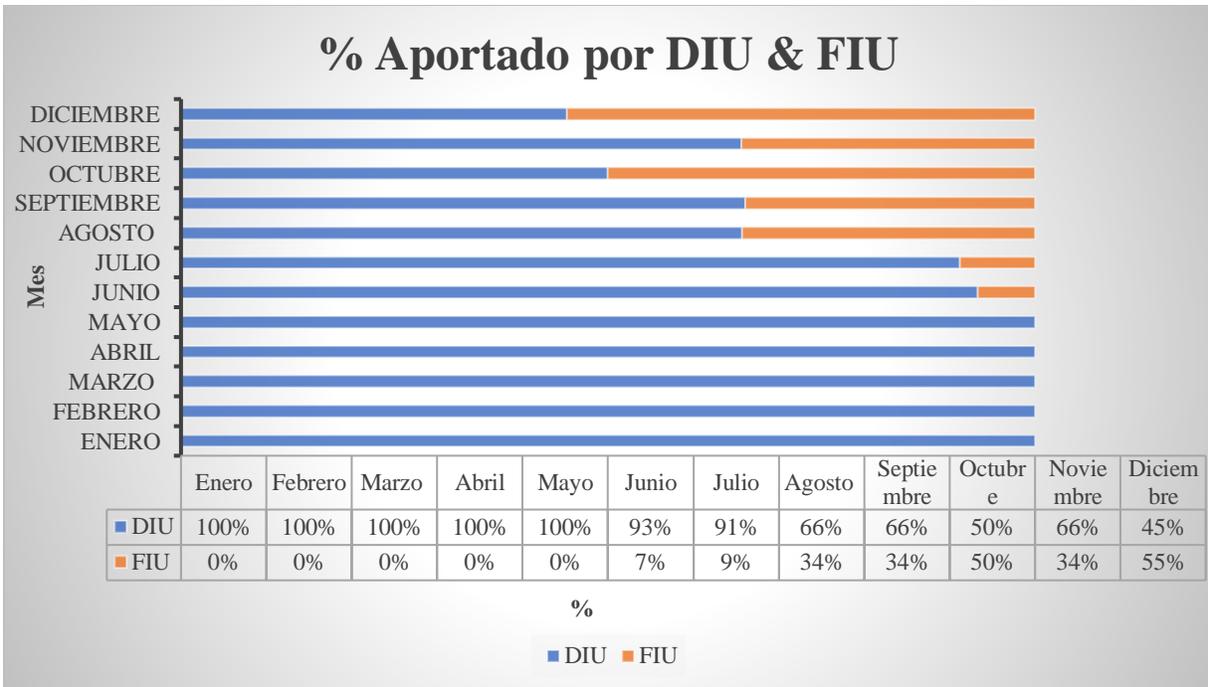


Figura 18. Porcentaje de compensación aportado por DIU y FIU para los meses del año 2018 bajo la CREG 015 de 2018

La Tabla 26 muestra las compensaciones causadas por nivel de tensión teniendo en cuenta el grupo de calidad, por consiguiente, los valores compensados por los niveles de tensión 1 y de forma agrupada 2 y 3 son respectivamente \$280 millones y \$24 millones.

Tabla 26.

Compensaciones obtenidas por nivel de tensión y grupo de calidad para el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018

Grupo de calidad	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2 y 3
11	\$ 99 659 302,81	\$ 14 514 563,11
12	\$ -	\$ -
13	\$ 18 642 164,36	\$ 50 082,54
21	\$ 1 056 400,34	\$ 793 320,04
22	\$ 47 323 680,11	\$ 1 958 052,15
23	\$ 42 151 554,94	\$ -
31	\$ 42 246 769,89	\$ 3 439 097,05
32	\$ 14 897 416,75	\$ 43 655,65
33	\$ 14 512 641,90	\$ 3 645 510,35
Total	\$ 280 489 931,11	\$ 24 444 280,89

La Figura 19 evidencia que la mayor compensación es aportada por el nivel de tensión 1. Como se dijo previamente, esto es debido a la cantidad de clientes que el OR ESSA tiene en dicho nivel de tensión.

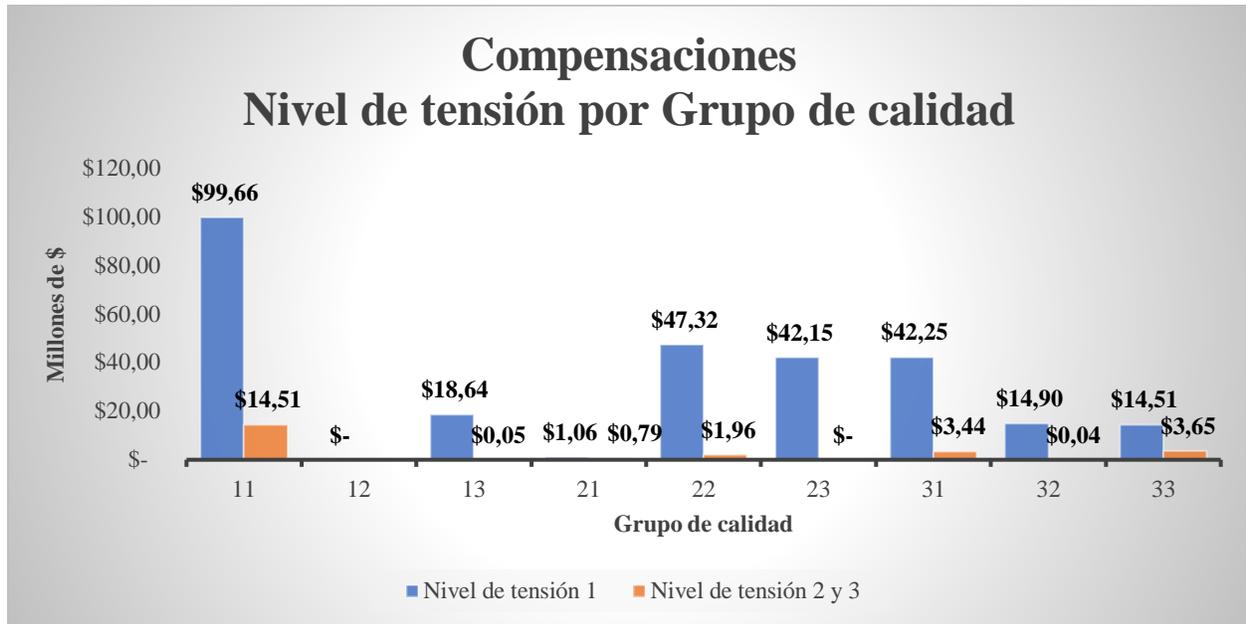


Figura 19. Compensaciones obtenidas por nivel de tensión y grupo de calidad bajo la CREG 015 de 2018

La Tabla 27 y Figura 20 muestran las compensaciones obtenidas por grupo de calidad, en la cual se reconoce que el mayor aporte a las compensaciones estuvo dado por el grupo de calidad 11, los usuarios contenidos dentro de este grupo presentan nivel de riesgo 1 e índice de ruralidad 1, mostrado en la Tabla 5.

Tabla 27.

Compensación obtenida por grupo de calidad para el año 2018 bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018

Grupo de calidad	Valor aplicado
11	\$ 114 173 865,92
12	\$ -
13	\$ 18 692 246,90
21	\$ 1 849 720,37
22	\$ 49 281 732,26

Grupo de calidad	Valor aplicado
23	\$ 42 151 554,94
31	\$ 45 685 866,94
32	\$ 14 941 072,40
33	\$ 18 158 152,25
Total	\$ 304 934 211,99



Figura 20. Compensaciones obtenidas por grupo de calidad bajo la CREG 015 de 2018

En la Figura 21 se muestran los porcentajes aportados por los grupos de calidad. El grupo de calidad 11 presenta el mayor aporte con un 37%, el grupo de calidad 21 es el de menor aporte con 1%. No se tiene en cuenta el grupo de calidad 12 por que el OR ESSA no tiene usuarios en este grupo de calidad.

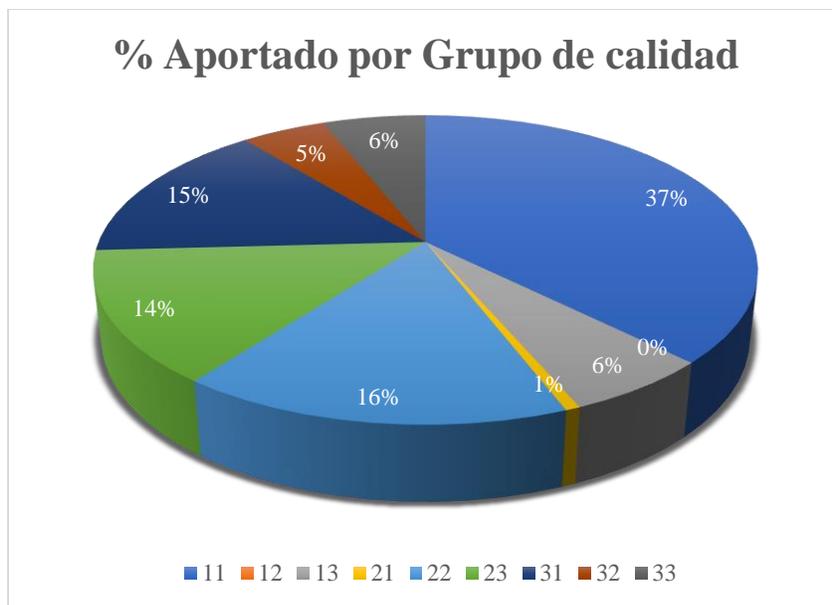


Figura 21. Porcentaje de compensaciones obtenidos por grupo de calidad en el año 2018 bajo la resolución CREG 015 de 2018

En la Tabla 28 se muestra las compensaciones generadas por DIU y FIU respecto al nivel de tensión. Se observa desde esta perspectiva, que el que más aporta es el DIU en el nivel de tensión 1, pero a su vez presenta el menor aporte en el nivel de tensión 2 y 3.

Tabla 28.

Compensación obtenida por DIU y FIU bajo el esquema de la resolución CREG 015 de 2018

Compensación	Nivel de tensión 1	Nivel de tensión 2 y 3
DIU	\$ 166 492 489,89	\$ 8 952 420,53
FIU	\$ 113 997 441,22	\$ 15 491 860,36
Total	\$ 280 489 931,11	\$ 24 444 280,89

En la Tabla 29 se muestra los beneficios obtenidos en el año 2018 bajo las metodologías presentadas en la CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018. Se observa un beneficio de \$8 037 millones para la CREG 015 de 2018, en cuanto a la CREG 097 de 2008 no presenta beneficio debido a las altas compensaciones, en este análisis no se tuvo en cuenta los ingresos relacionados a AOM.

Tabla 29.

Beneficios económicos ESSA 2018 obtenidos bajo las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018

Beneficios económicos ESSA 2018	CREG 097 de 2008	CREG 015 de 2018	Diferencia
Incentivos	\$ 963 971 759,50	\$ 8 341 867 930,59	\$ 7 377 896 171,09
Compensaciones	\$ 4 675 120 577,00	\$ 304 934 211,99	\$ 4 370 186 365,01
Total	\$ -3 711 148 818,50	\$ 8 036 933 718,59	\$ 4 325 784 901,09

4. Plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica de la Electrificadora de Santander S. A E.S.P.

Con el fin de mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, el OR ESSA implementó un plan de mejoramiento que se dividió en tres etapas desde el año 2015, sin embargo para el análisis realizado se tienen en cuenta los eventos presentados en las redes del OR ESSA desde el año 2016 hasta el 2019; en cada una se identificaron los activos que mayor impacto tenían en cuanto a compensación e indicadores respecto a las resoluciones que en su momento regían la forma de evaluar la calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL. Posteriormente, se mostrará la manera como se seleccionaban los activos, el alcance de cada una de las etapas, las acciones a implementar y el respectivo impacto que estas tuvieron sobre los indicadores SAIDI y SAIFI.

4.1 Metodología del plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica ESSA

El plan de mejoramiento lleva consigo una metodología que permite identificar los activos que mayor impacto tienen en cuanto a compensaciones e indicadores. Para esto surgió la matriz de criticidad que permite conocer estos activos de antemano, con el fin de proponer estrategias de mejoras que permitan reducir su impacto en cuanto a los indicadores SAIDI y SAIFI. La matriz de criticidad tiene algunos parámetros y criterios para tener en cuenta, seguidamente se da a conocer la información necesaria para crearla:

Código del activo: Número con el que se clasifica el activo, este código permite identificar el activo.

Activo: Nombre del activo al cual se va a intervenir.

Clientes residenciales: Son todos aquellos usuarios a los que se les suministra energía eléctrica con fines de abastecer su hogar.

Clientes no residenciales: Industrias, comercios, alumbrado público entre otros, que no están clasificados como residenciales, a los que se les suministra energía.

Consumo: Es la cantidad de energía eléctrica consumida por un usuario en un periodo y es medida en kWh-mes.

Criterios: Aspectos a considerar para la clasificación del activo, permite conocer el criterio a evaluar y su debido porcentaje. A continuación, se dan a conocer los criterios en la Tabla 30.

Tabla 30.

Criterios para construir la matriz de criticidad con sus respectivos porcentajes.

Criterio	% Etapa 1	% Etapa 2	% Etapa 3
SAIDI	25	25	35
SAIFI	15	25	35
Compensación CREG 097 de 2008	30	30	-
Compensación proyecto CREG 024 de 2016 -DIU	15	-	-
Compensación proyecto CREG 024 de 2016 -FIU	15	-	-
Compensación CREG 015 de 2018 -DIU	-	5	10
Compensación CREG 015 de 2018 -FIU	-	5	10
ENS	-	10	10

Notas: El criterio y el porcentaje de compensación varía según la etapa del plan, esto debido a los periodos, cambios y necesidades presentados durante cada una de las etapas. Igualmente, el porcentaje de SAIDI y SAIFI cambio en la última etapa dado que el OR entro al esquema presentado en la resolución CREG 015 de 2018.

También se muestran las causas de los eventos SAIDI y SAIFI entre las cuales se tienen:

- Condiciones climáticas
- Desconocida
- Elementos sobre la red
- Expansión y reposición SDL
- Fallas sobre equipos de potencia
- Fallas sobre la red de distribución
- Mantenimientos programados SSL
- Mantenimientos programados SZD
- Proyectos

Cabe aclarar que el OR ESSA ha tenido en cuenta los proyectos de resolución preliminares de la CREG 015 de 2018, las cuales son CREG 024 de 2016 y CREG 019 de 2017, esto con el fin de adoptar rápidamente la nueva metodología.

4.2 Aspectos generales del plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica ESSA

En la Tabla 31, se dan a conocer el objetivo, alcance, tiempo de planeación y ejecución y el presupuesto destinado para cada una de las etapas del plan de mejoramiento.

Tabla 31.

Generalidades del plan de mejoramiento

Plan de mejoramiento	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3
Objetivo	Mejorar la calidad del servicio del SDL según resolución CREG 097 de 2008.	Mejorar la calidad del servicio del SDL según proyecto resolución CREG 024 de 2016.	Mejorar la calidad del servicio del SDL según resolución CREG 015 de 2018.
Alcance	Este plan se implementa en los 30 circuitos de distribución de 13,8kV, identificados como los de mayor impacto en el pago de compensaciones e indicadores de calidad del servicio, de acuerdo con la resolución CREG 097 de 2008	Esta segunda etapa del plan se implementará en los 19 circuitos de distribución 13,8 kV y 19 líneas de 34,5kV, identificados como los de mayor impacto en el pago de compensaciones e indicadores de calidad del servicio, teniendo en cuenta el proyecto regulatorio CREG 024 de 2016.	Esta tercera etapa del plan se implementará en 13 activos del Sistema de distribución Norte y 15 activos del Sistema de distribución Sur, identificados como los de mayor impacto en SADI y SAIFI, teniendo en cuenta el proyecto regulatorio CREG 015 de 2018
Metas	Indicadores de calidad mejorados en un 20% en el SAIDI y SAIFI. Ahorro en el pago de compensaciones por 1 373 millones de pesos / año.	Disminuir un 50% los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de los 38 circuitos a intervenir. Disminuir un 35% las compensaciones de los 38 circuitos a intervenir.	Disminuir un 50% el indicador SAIDI anual y un 40 % el indicador SAIFI anual de los alimentadores seleccionados. Reducción del 8% en los indicadores SAIDI y SAIFI anuales globales de ESSA.
Tiempo de planeación	Septiembre a octubre 2015	Mayo a julio de 2016	Enero a marzo de 2018
Tiempo de ejecución	Noviembre 2015 – agosto 2016	Octubre 2016 – diciembre 2017	Julio 2018 – diciembre 2019
Presupuesto	\$5 880 millones	\$14 716 millones	\$15 218 millones

Nota: Información recuperada del plan de mejoramiento ESSA-Calidad del Servicio en cada una de sus etapas.

4.3 Etapas del plan de mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica ESSA

Se desea aclarar cada una de las acciones ejecutadas en las etapas del plan de mejoramiento implementadas por el OR ESSA, con el fin de conocer los esfuerzos y las acciones ejecutadas por parte del OR para contribuir con un mejor servicio a sus clientes. Se describe en la Tabla 32 cada uno de los frentes de acción para dimensionar su impacto en cada uno de los activos a estudiar.

Tabla 32.

Frente de acción y descripción de las etapas de mejoramiento

Plan de mejoramiento	Frente-acción	Descripción
Etapa 1	Reconector	Implementación inmediata del estudio de coordinación de protecciones (fusibles y reconectores). Adquisición de reconectores. Instalación de reconectores sobre el corredor principal como segundo elemento – Mano de obra
	Transformadores de distribución	Implementación del estudio de coordinación de la protección en transformadores Mantenimiento de stock de transformadores de distribución, pararrayos, caja cortacircuitos y SPT en las regiones.
	Mantenimiento de redes	Realizar mantenimiento predictivo (termografías) y preventivo (podas).
	Reposición de redes	Cambio de red desnuda a red aislada Inclusión en la NORMA TÉCNICA de ESSA el uso de red aislada
	Tecnologías de la información	Implementación módulo de consignaciones de Energys. Cubo centauro, mejora en las herramientas informáticas
	Gestión operativa	Realizar coordinación de consignaciones para intervenir conjuntamente los activos de distribución con los de subtransmisión y transmisión. Reforzamiento de personal en AGO para la operación, gestión de reporte de daños. Campaña de comunicaciones sobre calidad del servicio
Etapa 2	Instalación de cable ecológico	Instalación de cable ecológico en tramos de circuitos de nivel de tensión II y III con características de alto crecimiento arbóreo o con exposición a elementos en áreas urbanas. Cambio de estructuras tipo poste y torrecillas a causa de mal estado.
	Mejora del aislamiento y apantallamiento en circuitos	Mejoramiento del sistema de puesta a tierra en transformadores de distribución instalados en zonas de alto nivel cerámico. Instalación de aisladores tipo Line Post de 25 kV en circuitos de 13,8 kV. Instalación de cable de guarda. Instalación de porta DPS en arranques de ramales.
	Mantenimiento preventivo y predictivo	Aumento en la frecuencia de podas en circuitos de nivel de tensión II y III. Incremento de inspecciones con termografía. Plan de atención integral de mantenimiento programado (plan rastrillo).
Etapa 3	Gestión operativa	Gestión óptima reporte de daños. Implementación de tecnología móvil. Estudios de coordinación de protecciones en el SDL.
	Gestión de compras	Identificar necesidades de materiales y equipos para expansión y reposición, mantenimiento. Compra de materiales y equipos.
	Mantenimiento preventivo y predictivo	Planear, programar y ejecutar acciones de mantenimiento de redes y equipos. Coordinación óptima de las suspensiones. Ejecutar podas.

Plan de mejoramiento	Frente-acción	Descripción
	Expansión y reposición.	Implementación de coordinación de protecciones. Planear, programar y ejecutar acciones de expansión y reposición. Coordinación óptima de las suspensiones.
	Gestión y control	Seguimiento a acciones de inversión y mantenimiento. Seguimiento de indicadores de los circuitos críticos.

Nota: Información recuperada del plan de mejoramiento ESSA-Calidad del Servicio en cada una de las etapas.

4.4 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI

En esta parte del trabajo de grado, se mostrará el impacto real sobre los indicadores SAIDI y SAIFI generado en cada una de las etapas del plan de mejoramiento, con el fin de analizar el comportamiento de los activos durante la ejecución de las etapas.

4.4.1 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI Etapa 1. En esta etapa se analizan 30 circuitos de 13,8 kV que tuvieron mayor impacto en SAIDI y SAIFI. Se toma como punto de referencia el cierre de los indicadores SAIDI y SAIFI del 2015 y los eventos presentados en el 2016. Cabe aclarar que esta etapa fue el punto de partida, por tanto, fue corta en planeación y ejecución. Se procede a mostrar el impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI presentados en el 2017.

La Tabla 33 muestra los indicadores SAIDI y SAIFI generados por cada uno de los activos presentados en la etapa 1 durante su periodo de evaluación. Se muestra un total generado durante los años 2016 y 2017 en SAIDI de 10,42 y 9,03 y en SAIFI de 3,68 y 2,73 respectivamente. En ambos casos se evidencia una disminución, lo cual permite interpretar que las acciones ejecutadas tuvieron efecto en la reducción de estos indicadores.

Tabla 33.

Seguimiento SAIDI & SAIFI activos etapa 1

Ranking	Código	Nombre del Activo	SAIDI 2016	SAIDI 2017	SAIFI 2016	SAIFI 2017
1	79507	79 507 MOGOTES	1,13	0,47	0,34	0,09
2	92503	92 503 LA PRADERA	0,85	0,93	0,33	0,29
3	88503	88 503 Barbosa 3	0,68	0,29	0,09	0,07
4	79503	79 503 BARICHARA - VILLANUEVA	0,68	0,23	0,30	0,05
5	78502	78 502 LANDAZURI 2	0,67	0,61	0,27	0,13
6	13502	13 502 TOPON CENTENARIO	0,65	0,33	0,17	0,10
7	79504	79 504 ARATOCA - CURITI - CHIF	0,63	0,41	0,27	0,10
8	70501	70 501 IRO CAMPO 22	0,60	0,38	0,13	0,10
9	72502	72502 SEGUNDO PUERTO OLAYA	0,59	0,53	0,12	0,12
10	90502	90 502 GUAVATA	0,40	0,63	0,19	0,15
11	78503	78 503 LANDAZURI 3	0,35	0,32	0,10	0,07
12	65504	65 504 PUENTE MURCIA	0,34	0,58	0,06	0,16
13	34503	34 503 CABECERA 3	0,33	0,15	0,10	0,06
14	68502	68502 SANTA ROSA LA INDIA	0,32	0,33	0,17	0,12
15	36501	36 501 LOS SANTOS	0,31	0,08	0,14	0,08
16	90506	90 506 GUALILO	0,22	0,25	0,06	0,07
17	90503	90 503 CHIPATA - LA PAZ	0,16	0,40	0,10	0,07
18	39502	39 502 LEBRIJA 2	0,16	0,26	0,05	0,12
19	39501	39 501 PALONEGRO 1	0,15	0,62	0,06	0,21
20	48501	48 501 PLAYON	0,15	0,23	0,07	0,12
21	88502	88 502 Barbosa 2	0,15	0,16	0,07	0,06
22	35501	35 501 MESA PESCADERO	0,14	0,04	0,12	0,09
23	37501	37501 SAN CRISTÓBAL 1	0,14	0,05	0,13	0,06
24	65501	65 501 SAN VICENTE 1	0,14	0,20	0,08	0,08
25	47502	47 502 SANTA CRUZ DE LA COLINA	0,13	0,10	0,03	0,02
26	27603	27 603 MATANZA 3	0,12	0,10	0,04	0,03
27	90501	90 501 VELEZ 1 URBANO	0,09	0,23	0,02	0,06
28	47503	47 503 PORTACHUELO	0,07	0,05	0,02	0,01
29	9506	09506 REAL DE MINAS 6	0,06	0,01	0,04	0,03
30	25502	25 502 CALIFORNIA	0,05	0,06	0,01	0,01
Total			10,42	9,03	3,68	2,73

En la Figura 22 se observa la variación por activo entre los años 2016 y 2017, el eje horizontal representa los activos y el eje vertical representa la variación en el SAIDI y SAIFI. Cuando se presenta una variación positiva hubo mejora en los indicadores, es decir disminución de ellos. Se pueden identificar que Mogotes, Barbosa 3 y Barichara-Villanueva tuvieron una mejoría significativa en cuanto a SAIDI y SAIFI; por otro lado, también se deduce que los circuitos de Palonegro 1 y Puente Murcia tuvieron un aumento en SAIDI y SAIFI, además Guavatá y Chipata-La Paz presentaron un aumento en SAIDI.

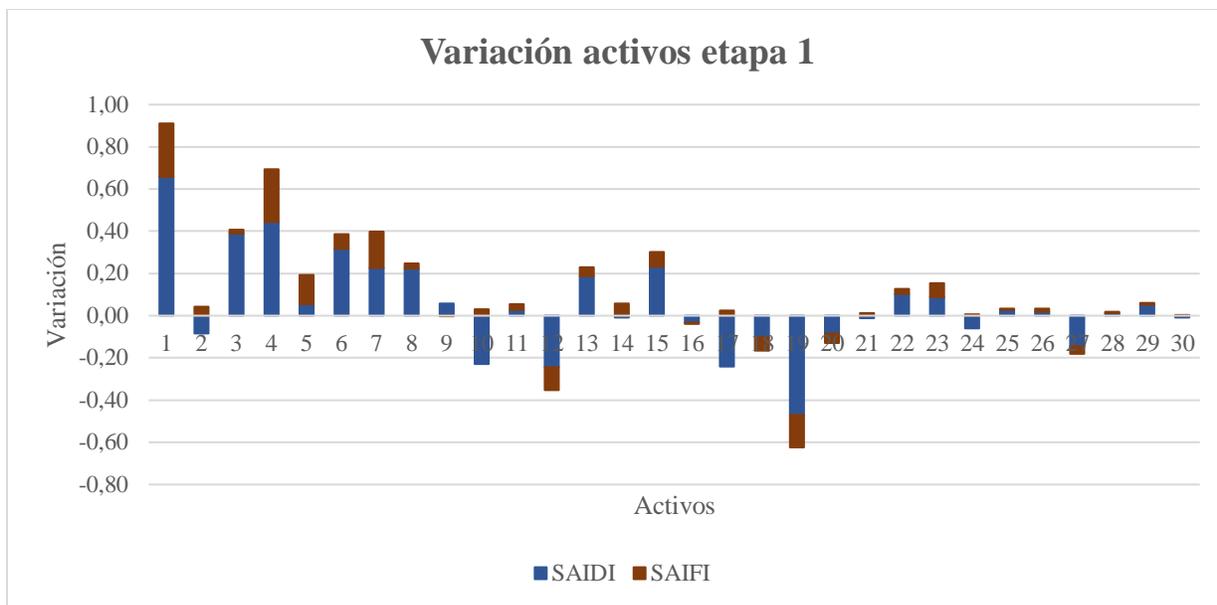


Figura 22. Variación activos etapa 1

En la Figura 23 se presenta el SAIFI y SAIDI total y el generado por los 30 activos de la etapa 1, con el fin de observar su evolución en el tiempo con respecto al indicador real presentado durante cada uno de los meses de los años analizados.

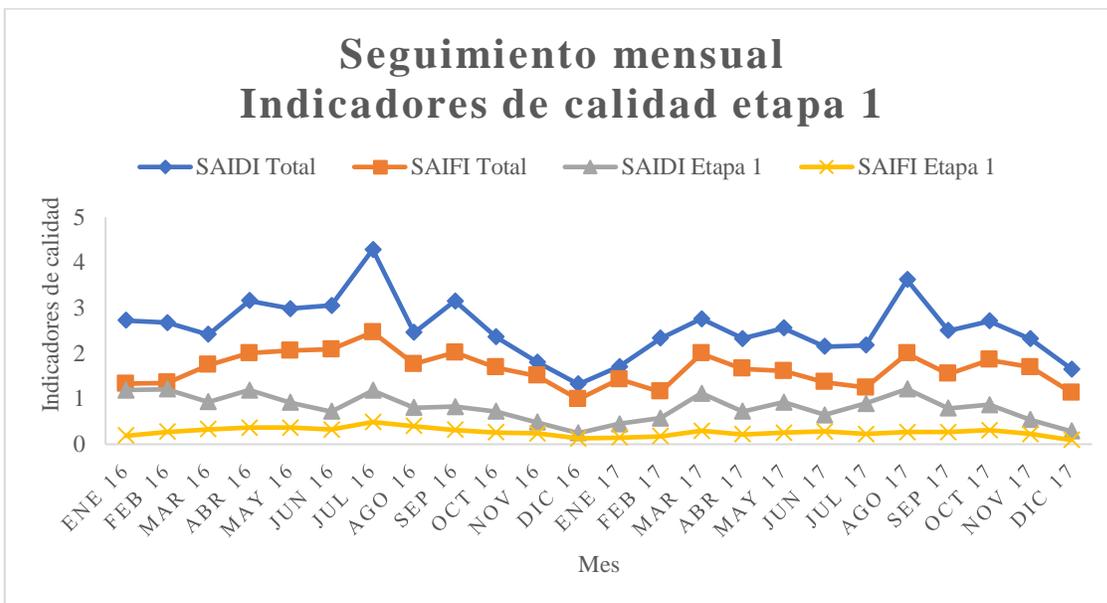


Figura 23. Seguimiento mensual SADI & SAIFI etapa 1

En las Figuras 24 y 25 se muestra el impacto en SAIDI y SAIFI generado según el tipo de causa de los eventos, tanto para los indicadores globales como para los obtenidos por los activos de la etapa 1. Analizando las figuras se evidencia que el mayor impacto en SAIDI y SAIFI lo generan las causas denominadas: condiciones climáticas y fallas sobre la red de distribución.

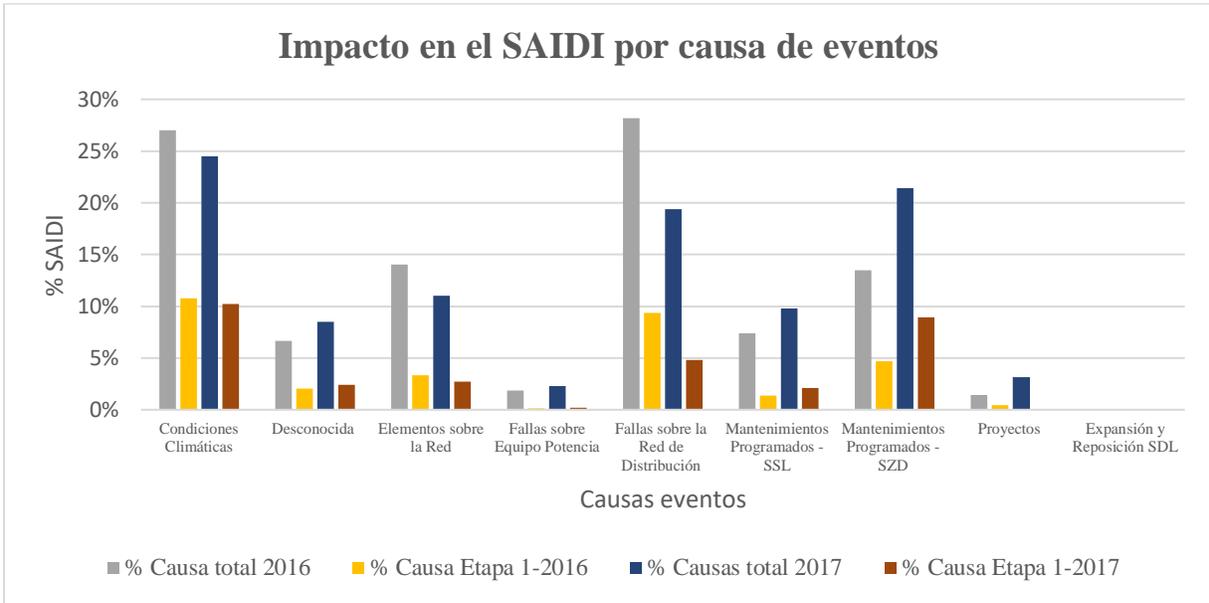


Figura 24. Impacto en el indicador SAIDI por causas de eventos obtenidos en la etapa 1

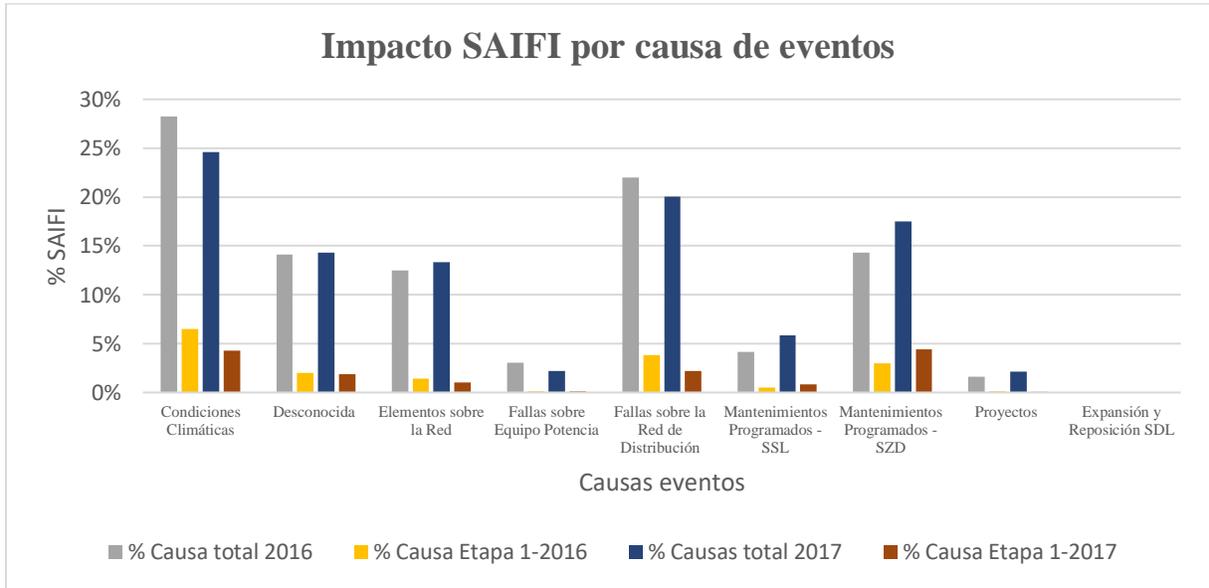


Figura 25. Impacto en el indicador SAIFI por causas de eventos obtenidos en la etapa 1

En la Tabla 34 se muestra el porcentaje de afectación ocasionado por los activos de la etapa 1 sobre los indicadores globales para los años 2016 y 2017 fueron en SAIDI 32% y 31% y en SAIFI 18% y 15% respectivamente. También se muestran las reducciones entre los años, tanto en los indicadores globales, como en los presentados sobre los activos estudiados. Se evidencia una reducción de 3,58 horas en SAIDI y 2,33 veces en SAIFI para los indicadores globales, en cuanto a los presentados en la etapa 1 se presentó una reducción de 1,39 horas en SAIDI y 0,95 veces en SAIFI, lo que permite deducir que los activos intervenidos en esta etapa aportan el 39% y 41% en la reducción de los indicadores globales SAIDI y SAIFI respectivamente.

Tabla 34.

Porcentaje de afectación SAIDI & SAIFI etapa 1

Año	SAIDI Total	SAIDI Etapa 1	% SAIDI Etapa 1	SAIFI Total	SAIFI Etapa 1	% SAIFI Etapa 1
2016	32,41	10,42	32%	21,02	3,68	18%
2017	28,83	9,03	31%	18,69	2,73	15%
Reducción	3,58	1,39	39%	2,33	0,95	41%

4.4.2 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI Etapa 2. En la etapa 2 del plan de mejoramiento se analizaron 38 activos entre los cuales se encuentran 19 circuitos de 13,8 kV y 19 líneas de 34,5 kV. Esta etapa toma como referencia los eventos presentados durante el 2016 y 2017, mostrando el impacto obtenido en el 2018 sobre los indicadores SAIDI y SAIFI.

En la Tabla 35 se muestran los indicadores SAIDI y SAIFI aportados durante el periodo mencionado anteriormente por los activos analizados en la etapa 2. Los indicadores obtenidos durante estos años para SAIDI son 12,75; 9,04 y 8,27 y para SAIFI 8,38; 6,18, y 4,93. Se evidencian mejoras sobre los indicadores.

Tabla 35.

Seguimiento SAIDI & SAIFI activos etapa 2

Ranking	Código	Nombre del Activo	SAIDI 2016	SAIDI 2017	SAIDI 2018	SAIFI 2016	SAIFI 2017	SAIFI 2018
1	79507	79 507 MOGOTES	1,13	0,47	0,66	0,34	0,09	0,30

Ranking	Código	Nombre del Activo	SAIDI 2016	SAIDI 2017	SAIDI 2018	SAIFI 2016	SAIFI 2017	SAIFI 2018
2	438	438 CANEYES - ZAPATOCA	0,92	0,29	0,12	0,38	0,23	0,07
3	92503	92 503 LA PRADERA	0,85	0,93	0,65	0,33	0,29	0,21
4	450	450 WILCHES - CANTA GALLO SAN PABLO	0,74	0,73	0,88	0,29	0,28	0,52
5	79503	79 503 BARICHARA - VILLANUEVA	0,68	0,23	0,14	0,30	0,05	0,07
6	78502	78 502 JORDANES	0,67	0,61	0,30	0,27	0,13	0,07
7	13502	13 502 TOPON CENTENARIO	0,65	0,33	0,35	0,17	0,10	0,13
8	79504	79 504 ARATOCA - CURITI - CHIF	0,63	0,41	0,43	0,27	0,10	0,12
9	70501	70 501 IRO CAMPO 22	0,60	0,38	0,46	0,13	0,10	0,12
10	72502	72 502 PUERTO OLAYA	0,59	0,53	0,33	0,12	0,12	0,10
11	492	492 RCLS BUENAVISTA - SUCRE	0,54	0,37	0,00	0,29	0,20	0,00
12	482	482 SOCORRO - OIBA	0,46	0,18	0,15	1,05	0,59	0,27
13	489	489 CIMITARRA - LANDAZURI	0,42	0,06	0,03	0,23	0,10	0,05
14	57503	57 503 PROVINCIA	0,39	0,13	0,15	0,08	0,04	0,06
15	431	431 SAN ALBERTO - SAN MARTIN	0,39	0,11	0,27	0,10	0,16	0,11
16	68502	68 502 SANTA ROSA - LA INDIA	0,32	0,33	0,75	0,17	0,12	0,35
17	9504	09 504 REAL DE MINAS 4	0,29	0,02	0,01	0,02	0,07	0,02
18	409	409 PALENQUE - TREFILCO	0,23	0,08	0,14	0,32	0,14	0,21
19	24504	24 504 PALENQUE 4	0,23	0,21	0,08	0,26	0,19	0,14
20	486	486 BARBOSA - VELEZ	0,21	0,54	0,30	0,52	0,59	0,24
21	467	467 BARRANCA - PUERTO WILCHES	0,18	0,13	0,14	0,19	0,29	0,14
22	433	433 SABANA - SAN RAFAEL	0,16	0,20	0,24	0,07	0,16	0,09
23	39501	39 501 LEBRIJA 1 - PALONEGRO	0,15	0,62	0,15	0,06	0,21	0,05
24	421	421 FLORIDA - PIEDECUESTA	0,15	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00
25	26507	26 507 PRINCIPAL 7	0,14	0,05	0,01	0,03	0,07	0,01
26	480	480 SAN GIL - SOCORRO	0,14	0,10	0,20	0,55	0,44	0,26
27	72501	72 501 CAMPO CAPOTE-PTO PARRA	0,12	0,42	0,42	0,09	0,10	0,12
28	410	410 PALENQUE - CANEYES	0,11	0,07	0,01	0,23	0,18	0,09
29	24502	24 502 PALENQUE 2	0,11	0,04	0,02	0,04	0,04	0,01
30	449	449 WILCHES - CIENAGA	0,10	0,05	0,23	0,10	0,07	0,10
31	417	417 PALOS - RIONEGRO	0,10	0,12	0,46	0,16	0,36	0,49
32	62507	62 507 LA LIBERTAD	0,09	0,05	0,05	0,08	0,07	0,07
33	61502	61 502 EL RETEN	0,08	0,03	0,06	0,04	0,01	0,04
34	28507	28 507 SUR 7	0,08	0,12	0,04	0,13	0,18	0,06
35	488	488 CIMITARRA - PTO ARAUJO	0,04	0,05	0,04	0,06	0,10	0,11

Ranking	Código	Nombre del Activo	SAIDI 2016	SAIDI 2017	SAIDI 2018	SAIFI 2016	SAIFI 2017	SAIFI 2018
36	485	485 OIBA - CONTRATACIÓN	0,03	0,04	0,01	0,17	0,16	0,04
37	457	457 T/BARRANCA - PARNASO LN7	0,02	0,00	0,00	0,11	0,00	0,01
38	401	401 CONUCOS - B/MANGA	0,01	0,00	0,01	0,07	0,04	0,07
Total			12,75	9,04	8,27	8,38	6,18	4,93

En la Figura 26 se muestra la variación de los activos entre los años 2016 y 2018, el eje horizontal representa los activos y el eje vertical representa la variación en SAIDI y SAIFI. Dadas las variaciones positivas, se evidencia mejora en la mayoría de los activos, excepto en los activos 450, 72 501, 417 y 68 502 que presentaron aumentos tanto en SAIDI como en SAIFI.

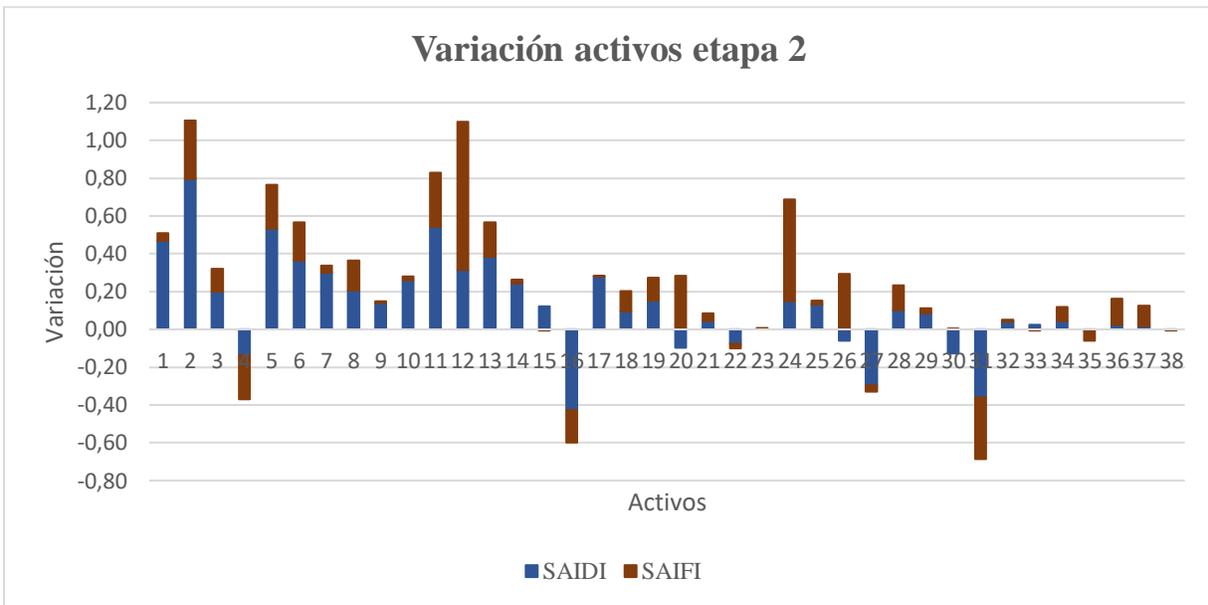


Figura 26. Variación activos etapa 2

En la Figura 27 se muestran los indicadores globales y los indicadores aportados por los activos de la etapa 2 para cada uno de los meses de los periodos analizados.

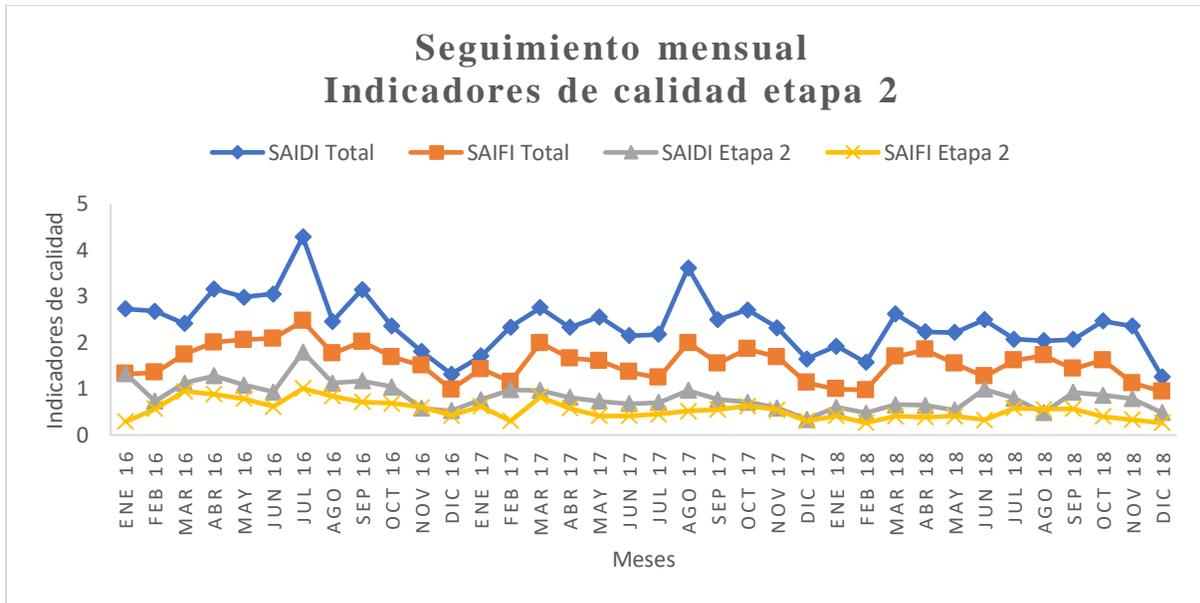


Figura 27. Seguimiento mensual SAIDI & SAIFI etapa 2

En las Figuras 28 y 29 se evidencia que las causas que mayor impacto tuvieron sobre los indicadores SAIDI y SAIFI fueron condiciones climáticas, fallas sobre la red de distribución y mantenimientos programados SDL.

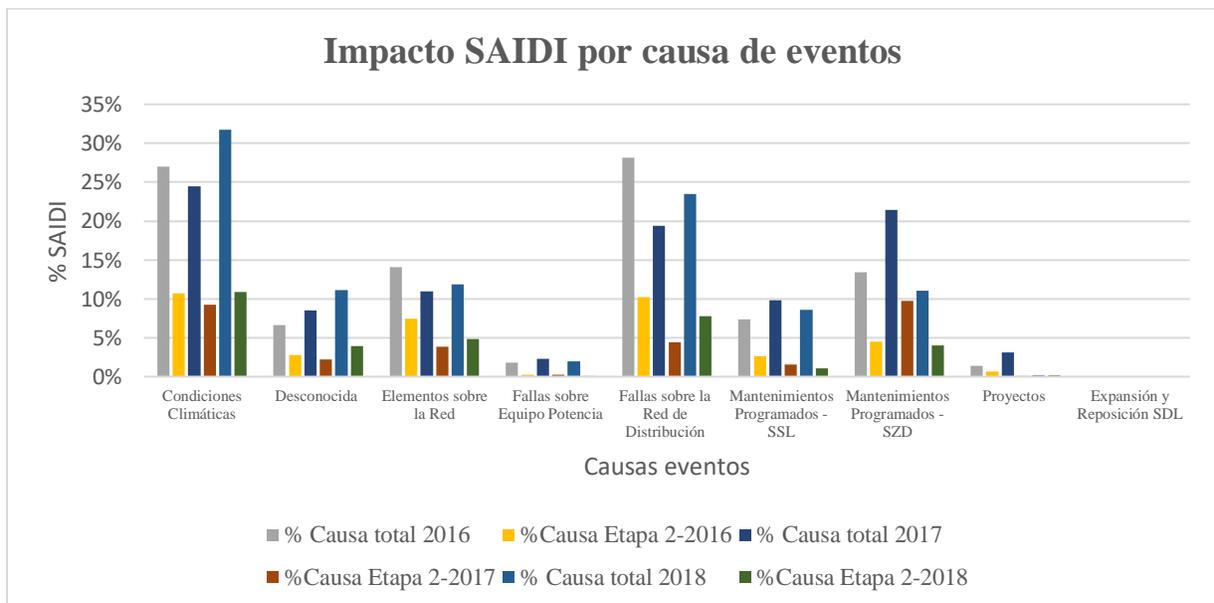


Figura 28. Impacto en el indicador SAIDI por causas de eventos obtenidos en la etapa 2

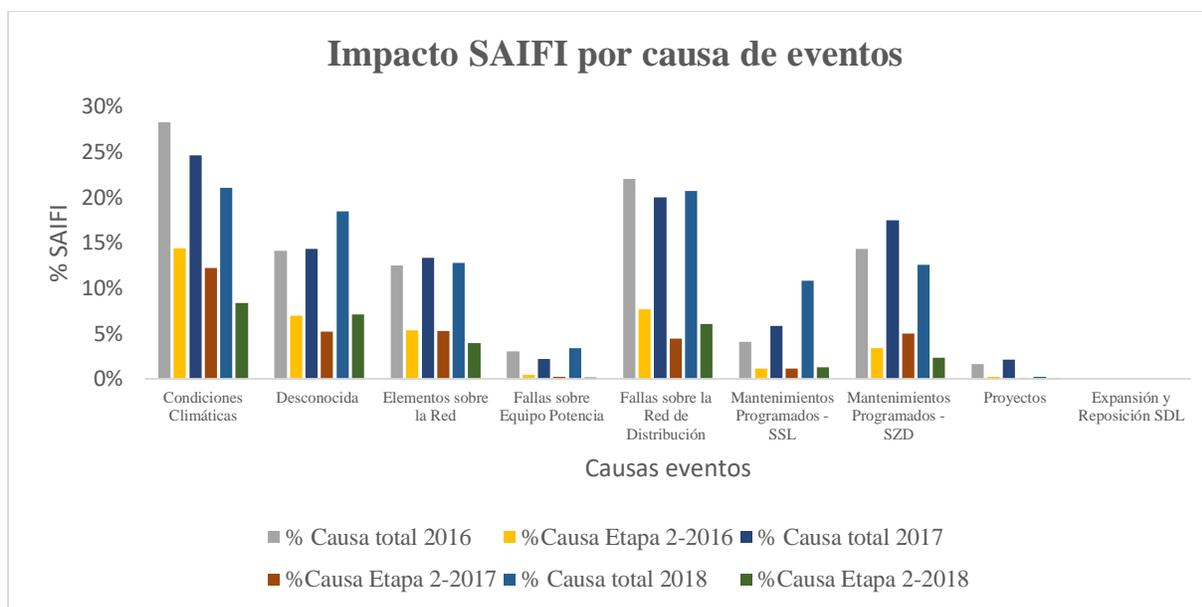


Figura 29. Impacto en el indicador SAIFI por causas de eventos obtenidos en la etapa 2

En la Tabla 36 se muestran los porcentajes aportados por el SAIDI en la etapa 2 los cuales fueron 39%, 31% y 33%, en cuando a SAIFI fueron 40%, 33% y 29% respecto a los años analizados. En cuanto a la reducción presentada sobre los indicadores globales SAIDI y SAIFI su aporte fue de 4,48 horas y 3,45 veces que representan el 63% y 82% respectivamente.

Tabla 36.

Porcentaje de afectación SAIDI & SAIFI etapa 2

Año	SAIDI Total	SAIDI Etapa 2	% SAIDI Etapa 2	SAIFI Total	SAIFI Etapa 2	% SAIFI Etapa 2
2016	32,41	12,75	39%	21,02	8,38	40%
2017	28,83	9,04	31%	18,69	6,18	33%
2018	25,34	8,27	33%	16,80	4,93	29%
Reducción	7,07	4,48	63%	4,22	3,45	82%

4.4.3 Impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI Etapa 3. Durante esta etapa se analizaron 28 activos entre los cuales se encuentran 20 circuitos de 13,8 kV y 8 líneas de 34,5 kV. En esta etapa se toman como referencia los eventos e indicadores presentados en el 2017 y 2018 y se muestra el impacto sobre los indicadores presentados en el 2019. Cabe aclarar que esta etapa

terminó su ejecución en 2019, por ende, los verdaderos resultados se ven reflejados durante el 2020; sin embargo, para este análisis se adoptó esta forma de evaluación puesto que ya ha transcurrido un año de ejecución y se puede evidenciar su impacto.

En la Tabla 37 se muestra el aporte de los activos presentados en la etapa 3 sobre los indicadores SAIDI y SAIFI. Para esta etapa el SAIDI aportado es de 9,03; 7,53 y 6,60 horas por cada año respectivamente. En cuanto a SAIFI se presentan 4,26; 3,47 y 3,25 veces por cada año. Se evidencian mejoras sobre los activos intervenidos. Cabe aclarar que los valores presentados durante el 2019 pueden variar, ya que los archivos tomados pueden presentar cambios debido a exclusiones (CREG 015,2018).

Tabla 37.

Seguimiento SAIDI & SAIFI etapa 3

Ranking	Código	Nombre del Activo	SAIDI 2017	SAIDI 2018	SAIDI 2019	SAIFI 2017	SAIFI 2018	SAIFI 2019
1	92503	92503 LA PRADERA	0,93	0,65	0,52	0,29	0,21	0,15
2	450	450 WILCHES- ECOPETROL CANTAGALLO	0,73	0,88	0,56	0,28	0,52	0,55
3	90502	90502 GUAVATA	0,63	0,19	0,41	0,15	0,04	0,12
4	78502	78502 LANDAZURI 2	0,61	0,30	0,36	0,13	0,07	0,07
5	65504	65504 PUENTE MURCIA	0,58	0,24	0,10	0,16	0,07	0,05
6	486	486 BARBOSA-VELEZ	0,54	0,30	0,25	0,59	0,24	0,16
7	72502	72502 PUERTO OLAYA	0,53	0,33	0,46	0,12	0,10	0,11
8	79507	79507 MOGOTES	0,47	0,66	0,82	0,09	0,30	0,38
9	72501	72501 CAMPO CAPOTE	0,42	0,42	0,19	0,10	0,12	0,12
10	79504	79504 ARATOCA- CURITI-CHIF	0,41	0,43	0,07	0,10	0,12	0,05
11	492	492 RCLS BUENVISTA- SUCRE	0,37	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00
12	68502	68502 SANTA ROSA- LA INDIA	0,33	0,75	0,60	0,12	0,35	0,37
13	13502	13502 TOPON CENTENARIO	0,33	0,35	0,43	0,10	0,13	0,12
14	79508	79508 VALLE SAN JOSE NUEVO	0,30	0,22	0,24	0,09	0,09	0,16
15	438	438 CANEYES- ZAPATOCA	0,29	0,12	0,21	0,23	0,07	0,10
16	88503	88503 BARBOSA 3	0,29	0,39	0,37	0,07	0,07	0,08
17	79503	79503 BARICHARA- VILLANUEVA	0,23	0,14	0,10	0,05	0,07	0,08
18	24504	24504 PALENQUE 4	0,21	0,08	0,14	0,19	0,14	0,20
19	482	482 SOCORRO- OIBA	0,18	0,15	0,05	0,59	0,27	0,06
20	57503	57503 PROVINCIA	0,13	0,15	0,19	0,04	0,06	0,06

Ranking	Código	Nombre del Activo	SAIDI 2017	SAIDI 2018	SAIDI 2019	SAIFI 2017	SAIFI 2018	SAIFI 2019
21	24503	24503 PALENQUE 3	0,12	0,03	0,02	0,06	0,04	0,04
22	431	431 SAN ALBERTO-SAN MARTIN	0,11	0,27	0,03	0,16	0,11	0,05
23	85502	85502 GUACAMAYO	0,09	0,15	0,16	0,05	0,04	0,04
24	489	489 CIMITARRA-LANDAZURI	0,06	0,03	0,08	0,10	0,05	0,04
25	41501	41501 GRANJA 1	0,05	0,14	0,02	0,05	0,15	0,02
26	92505	92505 BOLIVAR	0,04	0,06	0,09	0,00	0,02	0,04
27	484	484 OIBA- VADO REAL	0,04	0,00	0,00	0,10	0,01	0,01
28	79505	79505 REPETIDORA-CABRERA	0,03	0,10	0,12	0,01	0,02	0,03
		Total	9,03	7,53	6,60	4,26	3,47	3,25

En la Figura 30 se muestra la variación de los activos entre los años 2017 y 2019, el eje horizontal representa los activos y el eje vertical representa la variación en el SAIDI y SAIFI. Se evidencian mejoras significativas en cuanto a SAIDI y SAIFI sobre los activos 486 y 65 504; por el contrario, se evidencian desmejoras sobre los activos 68 502 y 79 507.

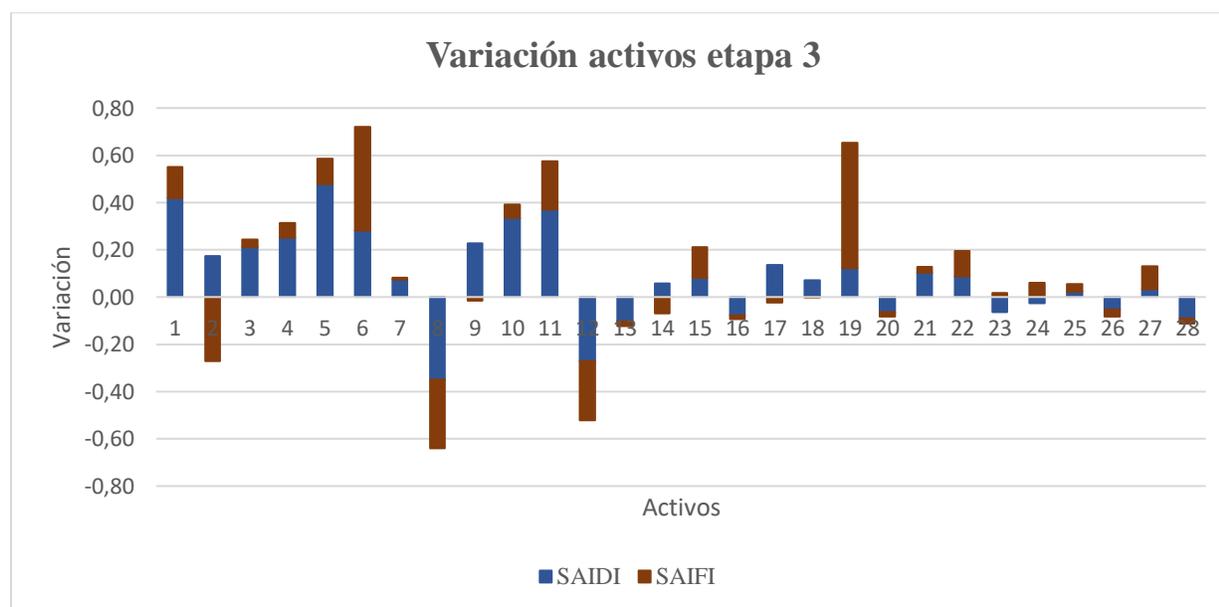


Figura 30. Variación activos etapa 3

En la Figura 31 se muestra el seguimiento mensual de los indicadores SAIDI y SAIFI para la etapa 3 durante el periodo analizado.

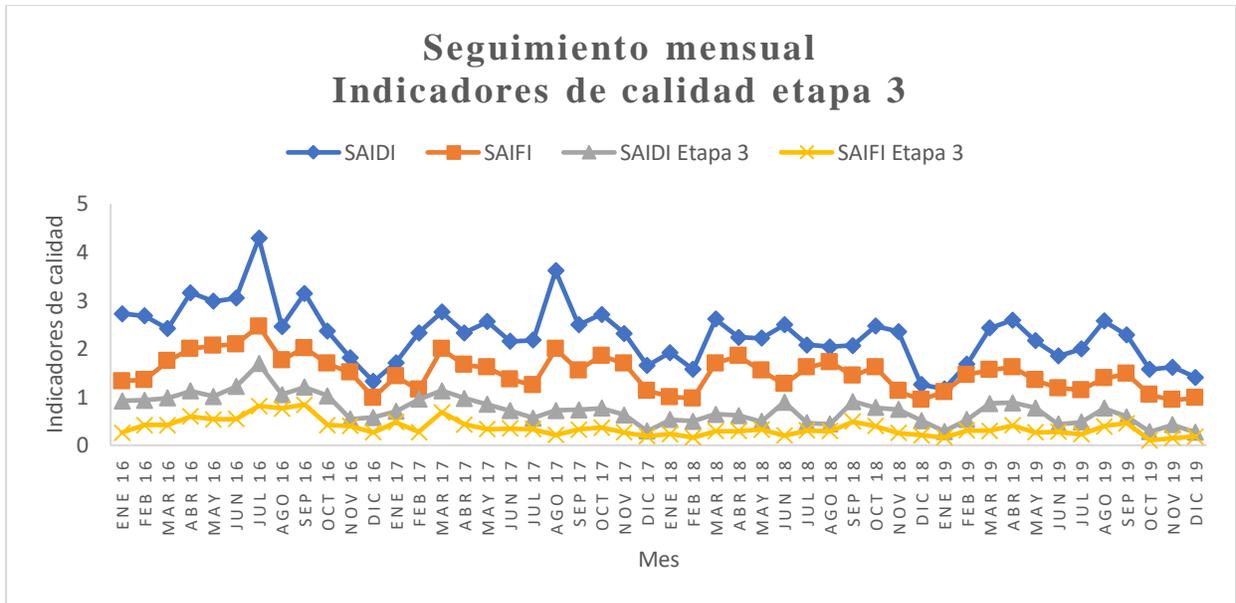


Figura 31. Seguimiento mensual SAIDI & SAIFI etapa 3

En las figuras 32 y 33 se evidencia un impacto sobre los indicadores SAIDI y SAIFI. Las principales causas fueron condiciones climáticas, fallas sobre la red de distribución, mantenimiento programado SDL y para destacar expansión y reposición SDL en el año 2019, lo que fue un impacto en los indicadores, en el 2020 se reflejara como una disminución de estos.

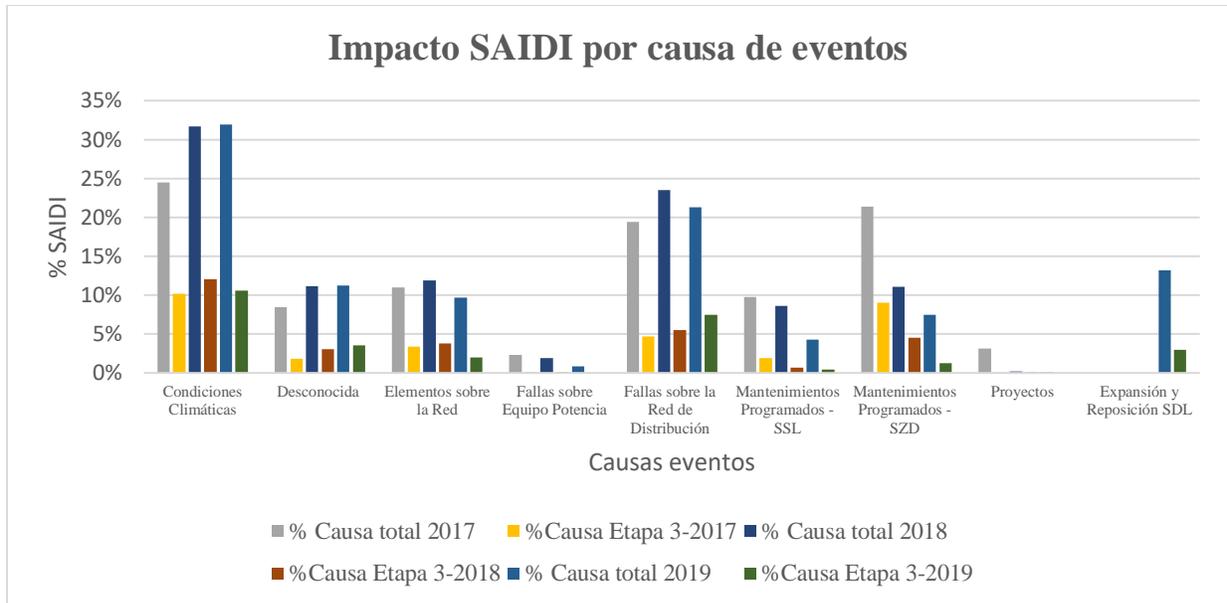


Figura 32. Impacto en el Indicador SAIDI por causas de eventos obtenidos en la etapa 3

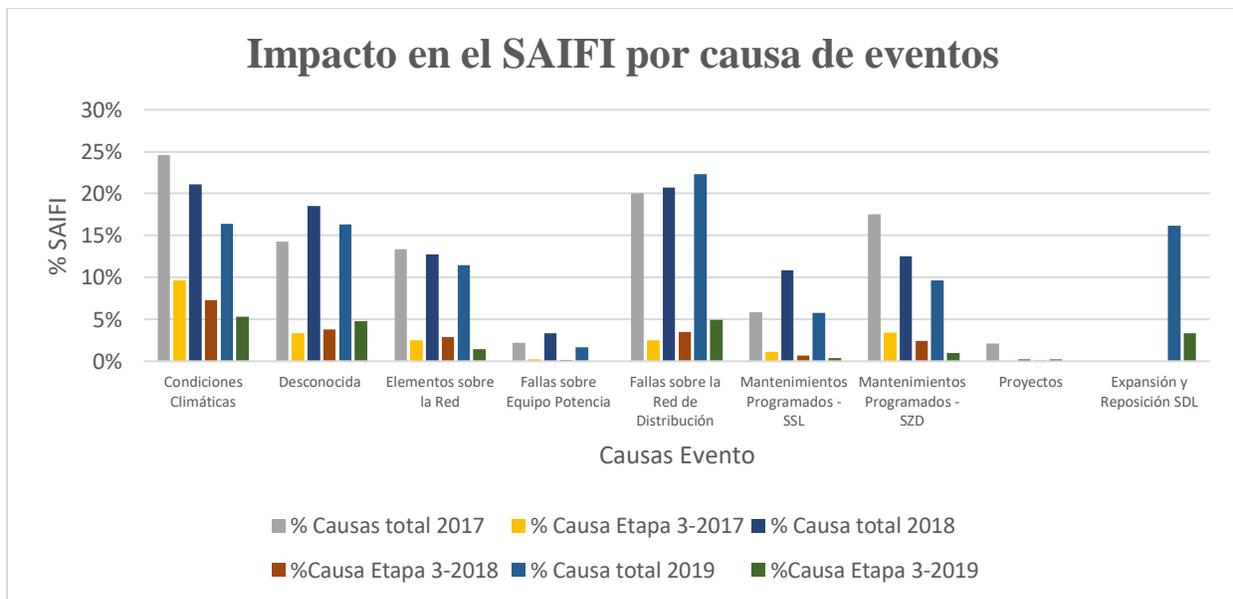


Figura 33. Impacto en el Indicador SAIFI por causas de eventos obtenidos en la etapa 3

En la Tabla 38 se muestran los porcentajes de aportación sobre los indicadores globales de cada año para el SAIDI fueron del 31%, 30% y 28%, para el SAIFI fueron del 23%, 21% y 21%. Estos activos tuvieron una reducción de 2,44 horas en SAIDI y 1,01 veces en SAIFI que representan un 44% y 29% de las reducciones de los indicadores globales.

Tabla 38.

Porcentaje de afectación SAIDI & SAIFI etapa 3

Año	SAIDI Total	SAIDI Etapa 3	% SAIDI Etapa 3	SAIFI Total	SAIFI Etapa 3	% SAIFI Etapa 3
2017	28,83	9,03	31%	18,69	4,26	23%
2018	25,34	7,53	30%	16,80	3,47	21%
2019	23,34	6,60	28%	15,27	3,25	21%
Reducción	5,48	2,44	44%	3,42	1,01	29%

En la Tabla 39 se muestran los indicadores obtenidos por el OR ESSA durante los últimos 5 años. Como se mencionó anteriormente los indicadores del año 2019 pueden variar, pero estos son una buena aproximación.

Tabla 39.

Resumen indicadores de calidad ESSA

Año	2015	2016	2017	2018	2019
SAIDI	39,32	32,41	28,83	25,34	23,34
SAIFI	18,13	21,02	18,69	16,80	15,27

5. Conclusiones

En este apartado se presentan las conclusiones más relevantes de la realización del trabajo de grado.

En cuanto a la comparación de las resoluciones, la CREG 015 de 2018 presenta una metodología más fácil de comprender, además de adoptar los estándares internacionales en cuanto a indicadores; por el contrario, la CREG 097 de 2008 muestra unos índices complejos que involucran la energía suministrada a los usuarios, además solo tiene en cuenta la duración de eventos.

El esquema de incentivos es más favorable en la CREG 015 de 2018 ya que permite adquirir incentivos por SAIDI y SAIFI, por el contrario, la CREG 097 de 2008 solo presentaba el incentivo por mejora en la duración de las interrupciones. Sin embargo, si algunas de las condiciones por grupo de calidad se incumplían, esta resolución no aplicaba el incentivo, además de vincular el AOM con la calidad del servicio.

El esquema de compensaciones en cuanto a CREG 097 de 2008 presentaba un inconveniente con el IPS: este era un cociente que expresaba que, si se mejoraba la calidad dada en un trimestre, se aumentaba el valor de las compensaciones. Por el contrario, la CREG 015 de 2018 presenta unas compensaciones basadas en el DIU y FIU.

La CREG 015 de 2018 presenta una mejor metodología, pero también es muy estricta en cuanto a los requisitos para la aplicación del esquema desde el registro de la información y los sistemas de medición como se evidenció en la Tabla 9. Además, también se presentan más sanciones por incumplimiento mencionadas en la Tabla 1 y el sistema de reportes y registro es más riguroso debido a que por CREG 015 de 2018 algunos reportes son mensuales, y en la CREG 097 de 2008 eran trimestrales.

El 2018 muestra un escenario positivo para el OR ESSA en cuanto a CREG 015 de 2018 logrando la reducción del 8% anual en indicadores SAIDI y SAIFI y alcanzando un incentivo positivo de \$8 342 millones dependiendo del BRAEN, además de obtener unas bajas compensaciones, lo que fue debido a tomar el 2018 como el primer año del esquema, al mismo tiempo no fue asumida la historia del año anterior en las variables DIU y FIU. Sin embargo, para los otros años del esquema se espera un aumento en el valor de las compensaciones. Por otro lado, está el análisis de la CREG 097 de 2008, con esta también obtuvo buenos resultados debido a que el ITAD estuvo por debajo de la banda logrando incentivo para los trimestres 1 y 3, para los niveles

de tensión 2 y 3 de forma agrupada, pero a su vez presento altas compensaciones que alcanzan los \$4 675 millones. Las compensaciones totales en CREG 015 de 2018 fueron de \$ 304 millones obteniendo un beneficio de \$8 037 millones, en cuanto a la CREG 097 de 2008 el incentivo monetario estimado fue de \$964 millones, pero no logra un beneficio debido a las altas compensaciones presentadas.

En el plan de mejoramiento se evidencia el impacto de cada una de las etapas sobre los activos intervenidos, a pesar de que estos en un principio pueden aumentar los indicadores por diversas causas como mantenimientos, expansiones entre otras, el resultado se refleja en los meses siguientes. Los valores del SAIDI y SAIFI se redujeron desde el año 2016 hasta el 2019, una evidencia de ello se ve representada en el análisis realizado para el año 2018; además, el OR ESSA ingresó al esquema CREG 015 de 2018 mediante la aprobación de cargo según la resolución CREG 158 de 2019 publicada en diario oficial en el mes de diciembre, y logró la reducción de más del 8% para el año 1 (2019) del esquema con respecto a su referencia, logrando el incentivo positivo en ambos indicadores SAIDI y SAIFI.

La realización de este trabajo de grado me ha permitido afianzar gran cantidad de conceptos estudiados durante la carrera, además de aprender nuevos y estudiar la normatividad colombiana en cuanto a la calidad del servicio de energía eléctrica en los SDL, esto de la mano de personas capacitadas en la misma; además, tuve la oportunidad de relacionarme en el sector industrial y realizar labores correspondientes de un profesional de ingeniería eléctrica.

6. Recomendaciones

A continuación, se proponen algunas recomendaciones para la continuidad de este tipo de trabajos de grado.

Actualizar permanentemente el análisis económico y caso de negocio del plan de mejoramiento para conocer hasta qué punto es viable invertir, debido a que puede llegar al punto crítico donde seguir invirtiendo en remodelaciones y expansiones no logra un impacto significativo en los indicadores; sabiendo esto, adoptar nuevas medidas basadas en metodologías y gestión que permitan tener un impacto en los indicadores. Además, se sugiere identificar posibles causas de aumento en los indicadores de los activos que se encontraban dentro del plan.

Se recomienda estudiar este archivo por personas, operadores de red u otras empresas interesadas en el negocio de la energía eléctrica, o que, en su defecto ingresan al nuevo esquema, debido a que este proyecto ofrece un acceso fácil y entendible para el análisis o estudio de las resoluciones acá presentadas, en comparación a estudiarlas directamente representando una temática densa y extensa.

Referencias Bibliográficas

- Congreso de la república de Colombia. Ley 142 de 1994. (11 de Julio de 1994). Artículo 2. Numeral 2.4 [Capitulo 1]. Régimen de los servicios públicos domiciliarios. DO: Diario oficial No. 41.433.
- Congreso de la república de Colombia. Ley 143 de 1994. (12 de julio de 1994). Artículo 6. [Capitulo 1]. Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. DO No. 41.434.
- CREG. (1998). Resolución 070 de 1998. (28 de mayo de 1998), por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.1-63.
- CREG. (2008). Resolución 097 de 2008. (26 de septiembre de 2008), por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.1-135.
- CREG. (2010). Resolución 067 de 2010. (13 de mayo de 2010), por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de las resoluciones CREG 097 de 2008 y 098 de 2009, relacionadas con la calidad del servicio en el SDL.
- CREG. (2010). Resolución 043 de 2010. (16 de mayo de 2010), por la cual se aclaran disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución.1-15.

CREG. (2010). Resolución 171 de 2010. (20 de diciembre de 2010), por la cual se establecen los Índices de referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. 1-5.

CREG. (2016). Resolución 024 de 2016. (20 de marzo de 2016), por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”. 1-238.

CREG. (2017). Resolución 019 de 2017. (10 de marzo de 2017), por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”. 1-237.

CREG. (2018). Resolución 015 de 2018. (29 de enero de 2018), por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. 1-239.

CREG. (2019). Resolución 036 de 2019. (17 de abril de 2019), por la cual modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018. 1-40.

CREG. (2019). Resolución 103 de 2019. (2 de septiembre de 2019), por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. 1-8.

CREG. (2019). Resolución 158 de 2019. (27 de noviembre de 2019), por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P contra la Resolución CREG 103 de 2019. 1-9.

- IEEE Std 1366 - 2012. (2012). Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.
- Electrificadora de Santander. (2015). Etapa 1-Plan de mejoramiento ESSA-Calidad del Servicio.
- Electrificadora de Santander. (2016). Etapa 2-Plan de mejoramiento ESSA-Calidad del Servicio.
- Electrificadora de Santander. (2018). Etapa 3-Plan de mejoramiento ESSA-Calidad del Servicio.
- Electrificadora de Santander. (2018). Informe de Operación ESSA
- SSPD. (2010). Resolución 20102400008055. (16 de marzo de 2010), se unifica en un solo acto administrativo a la normatividad expedida en el sector de energía eléctrica para el cargue de información al sistema único de información. 1-97.
- SSPD. (2019). Resolución 20192200020155. (25 de junio de 2019), por la cual se expide los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional - SIN. 1-228.
- SSPD. (2019). Resolución 20192200059905. (31 de diciembre de 2019), por la cual se derogan, modifican, aclaran y adicionan algunas disposiciones de la Resolución No. SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019, relacionadas con el reporte de información de los prestadores del servicio de energía eléctrica del Sistema Interconectadas Nacional al Sistema Único de Información – SUI. 1-22.
- UPME. (2018). Histórico Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía. Recuperado de http://www.upme.gov.co/Historico_Costos.asp
- XM S.A. E.S.P. (2012). Instructivo INDICA.
- XM S.A. E.S.P. (2019). Carga de eventos SDL.