# DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD DEL CIRCUITO TROCADERO A 34,5 kV Y DE LOS CIRCUITOS A 13,2 kV CONECTADOS A LA SUBESTACIÓN MELÉNDEZ

JORGE ALBERTO ECHEVERRY HERRERA




UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PPIEE
MAESTRÍA EN INGENIERÍA
SANTIAGO DE CALI
2016

# DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD DEL CIRCUITO TROCADERO A 34,5 kV Y DE LOS CIRCUITOS A 13,2 kV CONECTADOS A LA SUBESTACIÓN MELÉNDEZ

JORGE ALBERTO ECHEVERRY HERRERA

Trabajo de grado para optar al título de magister en ingeniería con énfasis en ingeniería eléctrica

Directores
Profesor Carlos Arturo Lozano Moncada, MSc, Ph.D.
Ingeniero Carlos Arturo González Campuzano, MSc.







UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PPIEE
SANTIAGO DE CALI
2016

NOTA DE ACEPTACIÓN

_____

_____

_____

_____
Presidente del jurado

_____
Jurado

_____
Jurado

Santiago de Cali, septiembre 5 del 2016

# AGRADECIMIENTOS

*A Dios por todos los favores recibidos.*

*A mi madre quien siempre me ha apoyado en la realización de los estudios de postgrado.*

*A la Universidad del Valle por haberme recibido como estudiante.*

*Al Doctor Carlos Arturo Lozano Moncada por ser mi tutor de tesis de la maestría en profundización.*

*Al ingeniero Carlos Arturo González Campuzano por ser mi tutor de tesis de la maestría en profundización.*

*Al ingeniero Héctor Enrique Peña González por haberme ayudado a definir el tema de la tesis de la maestría en profundización.*

*Al ingeniero Jaime Cifuentes Sarria por haber dado el aval para realizar el estudio objeto de la tesis de maestría en profundización.*

*Al ingeniero Alexander Labrador Escobar por su valiosa asesoría y por el suministro de la información de las fallas históricas de los circuitos de la subestación Meléndez.*

*A los ingenieros Edwin Danilfer Díaz Rivera y Cesar Tulio Delgado Ibáñez por su valiosa asesoría técnica.*

*Al ingeniero Hugo Fernando López Castrillón por el suministro de la información comercial de los circuitos de la subestación Meléndez.*

*También quiero agradecer a los profesores de la maestría y de la especialización y a los demás funcionarios y profesores del PPIEE de la Universidad del Valle.*

# CONTENIDO


pág.

INTRODUCCIÓN 19

1. FUNDAMENTOS DEL PRESENTE TRABAJO 20
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 20
1.2 OBJETIVO GENERAL 20
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 20
1.4 SELECCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD REQUERIDOS 20
1.5 DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS PARA CALCULAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD SELECCIONADOS 39

2. NUEVOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD E INFORMACIÓN INICIAL PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD EN LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO 47
2.1 NUEVOS INDICADORES PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD 47
2.2 INFORMACIÓN INICIAL PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD EN LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO 56

3. FUNDAMENTOS Y COMPROBACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD 66
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD 66
3.2 FUNDAMENTOS GENERALES Y COMPROBACIÓN MEDIANTE DOS CASOS DE APLICACIÓN DE RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm 67
3.3 FUNDAMENTOS GENERALES Y COMPROBACIÓN MEDIANTE CASO DE APLICACIÓN DE RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm 94

4. RESULTADOS OBTENIDOS Y DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD POR CIRCUITO 125
4.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL SISTEMA DE POTENCIA BAJO ESTUDIO 125
4.2 ASPECTOS TÉCNICOS A TENER EN CUENTA 134
4.3 CIRCUITO CARRERA 70 146
4.4 CIRCUITO NÁPOLES 151
4.5 CIRCUITO EL CAMPO 156
4.6 CIRCUITO UNIVALLE 161
4.7 CIRCUITO LIMONAR 166
4.8 CIRCUITO CIUDAD CÓRDOBA 171
4.9 CIRCUITO SIMÓN BOLÍVAR 176
4.10 CIRCUITO VALLADO 181

4.11 CIRCUITO EL CANEY 186
4.12 CIRCUITO SAN ISIDRO 191
4.13 CIRCUITO LA BOCHA 196
4.14 CIRCUITO TROCADERO 201
4.15 CIRCUITO CARBONERO 206

5. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y DIAGNÓSTICO COMPARATIVO DE LA CONFIABILIDAD 209
5.1 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS PRELIMINARES OBTENIDOS PARA LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO 209
5.2 COMPARACIÓN DE LAS SUMATORIAS DE LAS TASAS PROMEDIO DE FALLAS DEL ELEMENTO j Y LAS SUMATORIAS DE LAS DURACIONES ANUALES DE LAS INTERRUPCIONES DEL ELEMENTO j 212
5.3 COMPARACIÓN DE LAS ENERGÍAS ESPERADAS NO SUMINISTRADAS ASOCIADAS AL ELEMENTO j MÁS LOS COSTOS ESPERADOS DE INTERRUPCIÓN ASOCIADOS AL ELEMENTO j 215
5.4 COMPARACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD SELECCIONADOS 218
5.5 CONSOLIDADO DEL REPORTE GENERAL DE CAUSALES DE FALLA 220
5.6 CONSOLIDADO DE FRECUENCIAS DE INTERRUPCIÓN POR CAUSAL DE FALLA Y POR BARRIO PARA LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO 223
5.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES 230

BIBLIOGRAFÍA 238

# LISTA DE TABLAS


pág.

Tabla 1. Comparación de los correspondientes índices de confiabilidad previamente relacionados 35

Tabla 2. Justificación de la escogencia de los datos de entrada requeridos para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados 46

Tabla 3. Nuevos índices de confiabilidad para el cálculo de la incidencia energética y económica de las fallas asociadas al elemento j 51

Tabla 4. Nuevos índices de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para todo el circuito bajo estudio 53

Tabla 5. Justificación de la escogencia de los componentes de la información inicial para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio 63

Tabla 6. Contenido de las columnas A, B, C, D, E y F de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio 71

Tabla 7. Contenido de las columnas G, H, I, J y K de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio 72

Tabla 8. Contenido de las columnas L, M, N, O y P de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio 73

Tabla 9. Contenido de las columnas A, B, C, D, E y F de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el segundo caso de aplicación correspondiente a la segunda alternativa de cálculo de ETAP para los índices de confiabilidad seleccionados 88

Tabla 10. Contenido de las columnas G, H, I, J y K de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el segundo caso de aplicación correspondiente a la segunda alternativa de cálculo de ETAP para los índices de confiabilidad seleccionados 88

Tabla 11. Contenido de las columnas L, M, N, O y P de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el segundo caso de aplicación correspondiente a la segunda alternativa de cálculo de ETAP para los índices de confiabilidad seleccionados 88

Tabla 12. Contenido de las columnas A, B y C de la hoja de cálculo CAUSES del archivo causes.xls para el caso de aplicación bajo estudio 100

Tabla 13. Contenido de las columnas A, B, y C de la hoja de cálculo BASIC-DATA del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio 100

Tabla 14. Contenido de las columnas A, B, C y D de la hoja FINANCIAL-INFORMATION del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio 100

Tabla 15. Contenido de las columnas A, B, C y D de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio 101

Tabla 16. Contenido de las columnas A, B, C, D, E, F, G y H de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio 101

Tabla 17. Contenido de las columnas I y J de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio 102

Tabla 18. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, L, M, N, O y P de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio 103

Tabla 19. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D, E y F de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio 105

Tabla 20. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, G, H, I, J y K de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio 106

Tabla 21. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, C, D, E y F de la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio 111

Tabla 22. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, G, H, I y J de la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio 111

Tabla 23. Datos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D y E de la hoja FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio 113

Tabla 24. Datos que deben aparecer en las columnas A, B, C y D de la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio 116

Tabla 25. Datos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D, E, F, G y H de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio 116

Tabla 26. Datos que deben aparecer en las columnas I y J de la hoja INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio 117

Tabla 27. Datos que deben aparecer en las columnas A, B y C de la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio 117

Tabla 28. Contenido de las columnas A, B y C del archivo causes.xls para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio sin incluir la última fila end 141

Tabla 29. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Carrera 70 146

Tabla 30. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carrera 70 146

Tabla 31. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carrera 70 147

Tabla 32. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Carrera 70 148

Tabla 33. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carrera 70 148

Tabla 34. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Nápoles 151

Tabla 35. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Nápoles 151

Tabla 36. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Nápoles 152

Tabla 37. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Nápoles 153

Tabla 38. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Nápoles 153

Tabla 39. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito El Campo 156

Tabla 40. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Campo 156

Tabla 41. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Campo 157

Tabla 42. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito El Campo 158

Tabla 43. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Campo 158

Tabla 44. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Univalle 161

Tabla 45. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Univalle 161

Tabla 46. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Univalle 162

Tabla 47. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Univalle 163

Tabla 48. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Univalle 163

Tabla 49. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Limonar 166

Tabla 50. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Limonar 166

Tabla 51. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Limonar 167

Tabla 52. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Limonar 168

Tabla 53. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Limonar 168

Tabla 54. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Ciudad Córdoba 171

Tabla 55. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Ciudad Córdoba 171

Tabla 56. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Ciudad Córdoba 172

Tabla 57. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Ciudad Córdoba 173

Tabla 58. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Ciudad Córdoba 173

Tabla 59. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Simón Bolívar 176

Tabla 60. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Simón Bolívar 176

Tabla 61. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Simón Bolívar 177

Tabla 62. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Simón Bolívar 178

Tabla 63. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Simón Bolívar 178

Tabla 64. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Vallado 181

Tabla 65. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Vallado 181

Tabla 66. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Vallado 182

Tabla 67. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Vallado 183

Tabla 68. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Vallado 183

Tabla 69. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito El Caney 186

Tabla 70. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Caney 186

Tabla 71. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Caney 187

Tabla 72. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito El Caney 188

Tabla 73. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Caney 188

Tabla 74. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito San Isidro 191

Tabla 75. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito San Isidro 191

Tabla 76. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito San Isidro 192

Tabla 77. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito San Isidro 193

Tabla 78. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito San Isidro 193

Tabla 79. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito La Bocha 196

Tabla 80. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito La Bocha 196

Tabla 81. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito La Bocha 197

Tabla 82. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito La Bocha 198

Tabla 83. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito La Bocha 198

Tabla 84. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Trocadero 201

Tabla 85. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Trocadero 201

Tabla 86. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Trocadero 202

Tabla 87. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Trocadero 203

Tabla 88. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Trocadero 203

Tabla 89. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Carbonero 206

Tabla 90. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carbonero 206

Tabla 91. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carbonero 207

Tabla 92. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Carbonero 208

Tabla 93. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carbonero 208

Tabla 94. Resultados preliminares escogidos para los circuitos bajo estudio 209

Tabla 95. Cocientes notables para la comparación de los circuitos bajo estudio 209

Tabla 96. Sumatorias de las tasas promedio de fallas del elemento j para los circuitos bajo estudio 213

Tabla 97. Sumatorias de las duraciones anuales de las interrupciones del elemento j para los circuitos bajo estudio 214

Tabla 98. Energías esperadas no suministradas asociadas al elemento j para los circuitos bajo estudio 216

Tabla 99. Costos esperados de interrupción asociados al elemento j para los circuitos bajo estudio 217

Tabla 100. Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI y ASUI para los circuitos bajo estudio 218

Tabla 101. Índices de confiabilidad EENS, ECOST, AENS e IEAR para los circuitos bajo estudio 218

Tabla 102. Consolidado de los índices de confiabilidad obtenido mediante el conjunto de las hojas de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT de los circuitos bajo estudio 221

Tabla 103. Consolidado de los índices $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$ y $\lambda_{\text{neighborhood}}$ para todos los barrios y sectores alimentados por la subestación Meléndez 223

Tabla 104. Numeración de los barrios y los sectores que aparecen en la Tabla 103 229

Tabla 105. Comparación entre la Tabla 94 y la Figura 64 234

# LISTA DE FIGURAS


pág

Figura 1. Datos de entrada típicos que son requeridos por el software ETAP para el cálculo de los índices de confiabilidad 27

Figura 2. Datos de entrada que aparecen en la hoja de cálculo INPUT-DATA, perteneciente al archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls 45

Figura 3. Ejemplo del archivo causes.xls 57

Figura 4. Diagrama de bloques de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad 66

Figura 5. Interfaz asociada al procedimiento reliability_indexes_calculation 68

Figura 6. Operación del procedimiento reliability_indexes_calculation con la casilla Show screen updating while this application is working activada 69

Figura 7. Disposición de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES 71

Figura 8. Diagrama unifilar del circuito asociado al caso de aplicación para comprobar el algoritmo de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm 72

Figura 9. Columnas A, B, C, D y E de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 77

Figura 10. Columnas F, G, H e I de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 77

Figura 11. Columnas H, I y J de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 78

Figura 12. Filas 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 78

Figura 13. Filas 7, 8 y 9 de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 79

Figura 14. Mensaje final entregado por RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm con motivo de la terminación del procesamiento del caso de aplicación bajo estudio 79

Figura 15. Contenido de la opción de menú Library/Interruption Cost… en el archivo de ETAP mediante el cual se calculan los índices de confiabilidad seleccionados para el caso de aplicación bajo estudio 80

Figura 16. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000001 correspondiente al caso de aplicación bajo estudio 83

Figura 17. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000002 correspondiente al caso de aplicación bajo estudio 85

Figura 18. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del elemento RED EXTERNA correspondiente al caso de aplicación bajo estudio 86

Figura 19. Fragmento del archivo aplication_case - Complete.xls generado por ETAP en el cual aparecen los valores calculados de los índices de confiabilidad seleccionados para el caso de aplicación bajo estudio 87

Figura 20. Contenidos de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación 89

Figura 21. Columnas A, B, C, D y E de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación 91

Figura 22. Columnas F, G, H e I de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación 91

Figura 23. Columnas H, I y J de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación 92

Figura 24. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000001 correspondiente al segundo caso de aplicación 92

Figura 25. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000002 correspondiente al segundo caso de aplicación 93

Figura 26. Fragmento del archivo second_alternative - Complete.xls generado por ETAP en el cual aparecen los valores calculados de los índices de confiabilidad seleccionados para el segundo caso de aplicación 94

Figura 27. Interfaz asociada a reliability_input_data_and_statistics_calculation 95

Figura 28. Diagrama unifilar del circuito asociado al caso de aplicación para comprobar el algoritmo de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm 99

Figura 29. Columnas A, B, C, D, E y F de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 118

Figura 30. Columnas A, G, H, I, J y K de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 118

Figura 31. Columnas A, L, M, N, O y P de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 119

Figura 32. Filas 1, 2 y 3 de la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 119

Figura 33. Filas 4, 5, 6, 7 y 8 de la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 120

Figura 34. Columnas A, B y C de la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 120

Figura 35. Columnas A, D, E, F y G de la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 121

Figura 36. Columnas A, H, I y J de la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 121

Figura 37. Columnas A, B y C de la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 122

Figura 38. Columnas A, C, D y E de la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 122

Figura 39. Columnas A, B, C, D y E de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 123

Figura 40. Columnas C, D, E, F, G y H de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 123

Figura 41. Columnas I y J de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 123

Figura 42. Contenidos de la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio 124

Figura 43. Localización geográfica de la subestación Meléndez en la ciudad de Santiago de Cali 125

Figura 44. Subestación Meléndez 126

Figura 45. Área de influencia del circuito Carrera 70 en la ciudad de Santiago de Cali 126

Figura 46. Área de influencia del circuito Nápoles en la ciudad de Santiago de Cali 127

Figura 47. Área de influencia del circuito El Campo en la ciudad de Santiago de Cali 127

Figura 48. Sección del área de influencia del circuito Univalle en la ciudad de Santiago de Cali 128

Figura 49. Área de influencia del circuito Limonar en la ciudad de Santiago de Cali 129

Figura 50. Área de influencia del circuito Ciudad Córdoba en la ciudad de Santiago de Cali 129

Figura 51. Área de influencia del circuito Simón Bolívar en la ciudad de Santiago de Cali 130

Figura 52. Área de influencia del circuito Vallado en la ciudad de Santiago de Cali 131

Figura 53. Área de influencia del circuito El Caney en la ciudad de Santiago de Cali 131

Figura 54. Área de influencia del circuito San Isidro en la ciudad de Santiago de Cali 132

Figura 55. Sección del área de influencia del circuito La Bocha en la ciudad de Santiago de Cali 132

Figura 56. Área geográfica correspondiente al recorrido del circuito Trocadero 133

Figura 57. Sección del circuito Trocadero a lo largo de la avenida Simón Bolívar en la ciudad de Santiago de Cali 134

Figura 58. Unidades utilizadas por ETAP y la metodología propuesta para los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y CAIDI 135

Figura 59. Fragmento de registros de falla originales del año 2009 del archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx generado por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP 137

Figura 60. Fragmento de registros de falla originales del año 2014 del archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx generado por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP 138

Figura 61. Vistas del archivo nodos.xlsx en las cuales se puede apreciar la doble aparición del nodo primario 2117878 en dos circuitos diferentes 140

Figura 62. Vistas del archivo nodos.xlsx en las cuales se puede apreciar la doble aparición del nodo primario 2117878 en dos circuitos diferentes 144

Figura 63. Edificio donde opera el Centro de Control de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP 145

Figura 64. Datos técnicos de los circuitos conectados a la subestación Meléndez 233

Figura 65. Cable ecológico o semiaislado 236

# RESUMEN

En el presente trabajo se realiza un diagnóstico de la confiabilidad del circuito Trocadero a 34,5 kV y de los circuitos a 13,2 kV conectados a la subestación Meléndez, perteneciente a la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Para la realización de este diagnóstico, se seleccionan los índices de confiabilidad a ser calculados para medir la continuidad del servicio en todos y cada uno de los circuitos bajo estudio. En segundo lugar, se definen unos nuevos índices de confiabilidad orientados hacia la determinación de la incidencia de las causas técnicas por las cuales se interrumpe el suministro de energía eléctrica en todos y cada uno de los circuitos bajo estudio. En tercer lugar, se realiza una descripción de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad y se anexan ejemplos pedagógicos e ilustrativos de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad. En cuarto lugar, se diagnostica la confiabilidad de cada circuito bajo estudio mediante la presentación de los resultados obtenidos. Por último, se realiza un diagnóstico comparativo de la confiabilidad y se anexan las conclusiones y recomendaciones contenidas en la parte final del presente trabajo.

**Palabras clave:** Diagnóstico de la confiabilidad, circuitos, subestación Meléndez, EMCALI EICE ESP, índices de confiabilidad, continuidad del servicio, incidencia de las causas técnicas, suministro de energía eléctrica, metodología propuesta, confiabilidad de cada circuito, diagnóstico comparativo.

# ABSTRACT

In the current work a reliability diagnosis is performed for 34,5 kV Trocadero circuit and 13,2 kV circuits connected to Meléndez substation, which belongs to Strategic Unit of Energy Business of EMCALI EICE ESP company. For performing this diagnosis, the reliability indexes to be calculated are selected for measuring service continuity for each and every circuit under study. Secondly, new reliability indexes are defined for determining the incidence of technical causes which the electrical energy supply is interrupted for each and every circuit under study. Thirdly, a description of proposed methodology for the reliability diagnosis is done and educational and illustrative examples of proposed methodology for the reliability diagnosis are attached. Fourthly, the reliability for each circuit under study is diagnosed by presentation of results obtained. Finally, a comparative diagnosis of reliability is performed and conclusions and recommendations contained in the final part of the current work are attached.

**Keywords:** Reliability diagnosis, circuits, Meléndez substation, EMCALI EICE ESP, reliability indexes, service continuity, incidence of technical causes, electrical energy supply, proposed methodology, reliability for each circuit, comparative diagnosis.

# INTRODUCCIÓN

Hoy en día, y en el contexto del mercado eléctrico colombiano, la confiabilidad de los sistemas de potencia se erige como una de las grandes metas a ser alcanzada por todas y cada una de las empresas comercializadoras de energía eléctrica en el país. El problema de evaluar la confiabilidad de una red eléctrica ha sido formulado y solucionado mediante diferentes técnicas matemáticas y estadísticas. Incluso ya existen poderosas herramientas como NEPLAN, ETAP y MATLAB que le permiten al usuario modelar topológicamente el circuito de interés con el propósito de calcular unos determinados índices de confiabilidad para la red eléctrica bajo estudio [1,2].

La Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP no es ajena a estas realidades. El Departamento de Planeación de Energía de EMCALI EICE ESP ha querido que se desarrolle un estudio orientado hacia el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Trocadero a 34,5 kV y de los circuitos a 13,2 kV conectados a la subestación Meléndez, los cuales son: La Bocha, San Isidro, El Caney, Vallado, Simón Bolívar, Ciudad Córdoba, Limonar, Univalle, El Campo, Nápoles y Carrera 70. Entre estos últimos circuitos se incluyó el circuito Carbonero por presentar fallas dentro del periodo de tiempo bajo estudio, aunque al día de hoy este circuito ya no existe. El anterior deseo obedece a la enorme importancia de los circuitos asociados a esta subestación, algunos de los cuales pasarán a ser parte de un importante componente del sistema interconectado nacional, la futura subestación Alférez, orgullo de la ciudad de Santiago de Cali y de todo el sur occidente colombiano [3].

# 1. FUNDAMENTOS DEL PRESENTE TRABAJO

## 1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El problema a ser resuelto está asociado a la inexistencia de un diagnóstico de la confiabilidad del circuito Trocadero a 34,5 kV, y de los circuitos a 13,2 kV conectados a la subestación Meléndez. Se requiere un diagnóstico de la confiabilidad que analice las causas raíz que afectan la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio, y se requiere un diagnóstico de la confiabilidad que mida la continuidad del servicio prestado a través de los índices de confiabilidad seleccionados.

## 1.2 OBJETIVO GENERAL

Realizar un diagnóstico de la confiabilidad del circuito Trocadero a 34,5 kV y de los circuitos a 13,2 kV conectados a la subestación Meléndez.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar los índices de confiabilidad que se calculan mediante el software ETAP.
- Definir criterios para seleccionar los índices de confiabilidad a utilizar en el diagnóstico de los circuitos radiales de distribución de energía eléctrica.
- Determinar la información requerida para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados y para la determinación de las causas raíz que afectan la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio.
- Desarrollar una herramienta computacional en Microsoft Excel que permita procesar la información entregada por EMCALI para obtener los datos de entrada requeridos para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados, y para la determinación de las causas raíz que afectan la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio.
- Calcular los índices de confiabilidad seleccionados y determinar las causas raíz que afectan la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio.

## 1.4 SELECCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD REQUERIDOS

La función de un sistema eléctrico de potencia es abastecer a todos los usuarios con energía eléctrica tan económica como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad y confiabilidad [4]. En este caso, la confiabilidad se define como la continuidad del servicio que se presta a los consumidores de energía eléctrica [5]. La confiabilidad tiene dos grandes áreas conceptuales de estudio que son: La adecuación y la seguridad. La adecuación comprende el análisis estático del sistema, valorando la existencia de suficiente infraestructura de transmisión y generación para atender la demanda presente y futura del sistema. La seguridad es la habilidad que tiene un sistema de potencia para responder al impacto de disturbios repentinos y corresponde a un análisis dinámico [6].

La confiabilidad de un sistema de distribución de energía es medida en términos del cálculo de un cierto número de índices seleccionados para tal fin. No existe un consenso entre las empresas que se encargan de la transmisión y la distribución de la energía eléctrica en lo que tiene que ver con la escogencia de los índices estadísticos para evaluar la calidad del servicio que ofrecen, y tampoco existe una metodología definida para realizar el análisis a partir de la información obtenida. En los últimos años se ha definido un enorme número de índices de confiabilidad, los cuales han sido utilizados de acuerdo a las necesidades propias de cada empresa distribuidora de energía eléctrica [7,8].

Se hace necesario seleccionar unos índices de confiabilidad, a través de los cuales, se pueda medir la continuidad del servicio prestado en los circuitos bajo estudio. Un buen punto de partida se encuentra en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE, mejor conocido como IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. Igualmente, es de carácter obligatorio describir los índices de confiabilidad asociados al software ETAP, el cual fue adquirido por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP.

El Standard 1366 del 2012 de la IEEE define tres tipos de índices de confiabilidad para sistemas de distribución de energía eléctrica, a saber: Los índices de interrupción sostenida, los índices basados en la carga y los índices momentáneos. Los índices de interrupción sostenida, que aparecen en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE, están relacionados con las interrupciones detectadas por los usuarios del servicio de energía eléctrica. Los índices de interrupción sostenida miden la calidad del servicio prestado desde el punto de vista de los usuarios afectados. Los índices basados en la carga, que aparecen en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE, miden la carga dejada de alimentar por concepto de las interrupciones ocasionadas por fallas en el sistema de potencia bajo estudio. Los índices momentáneos, que aparecen en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE, miden las interrupciones momentáneas que, normalmente, no son detectadas por los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Los índices de interrupción sostenida, que aparecen en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE, son: SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index), CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index), ASAI (Average Service Availability Index), $CEMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Interruptions) y CELID (Customers Experiencing Long Interruption Durations).

Los índices basados en la carga, que aparecen en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE, son: ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) y ASIDI (Average System Interruption Duration Index).

Los índices momentáneos, que aparecen en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE, son: MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), $MAIFI_E$ (Momentary Average Interruption Event Frequency Index) y $CEMSMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events) [9].

Los índices de interrupción sostenida SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) y ASAI (Average Service Availability Index) serán explicados con posterioridad cuando se realice la descripción de los índices de confiabilidad que pueden ser calculados con el software ETAP. De esta manera, una breve descripción del resto de los indicadores que aparecen en el Standard 1366 del 2012 de la IEEE se presenta a continuación:

El índice de duración de interrupción promedio total del usuario CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index) representa el tiempo total promedio en el que los usuarios experimentaron una interrupción del servicio de energía eléctrica. El índice CTAIDI se encuentra definido de acuerdo a la formulación matemática que se visualiza a continuación:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} \tag{1}$$

Donde CTAIDI es el índice de duración de interrupción promedio total del usuario, $r_i$ es el tiempo de restauración del servicio por cada evento de interrupción i, $N_i$ es el número de usuarios interrumpidos por cada evento de interrupción i durante el periodo de reporte, y CN es el número total de usuarios diferentes que han experimentado al menos una interrupción sostenida durante el periodo de reporte. La frecuencia de interrupción media por usuario afectado CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) se define como el número promedio de interrupciones por usuario afectado. El índice CAIFI se encuentra definido de acuerdo a la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} \tag{2}$$

Donde CAIFI es la frecuencia de interrupción media por usuario afectado, $N_i$ es el número de usuarios interrumpidos por cada evento de interrupción i durante el periodo de reporte y CN es el número de usuarios diferentes que han experimentado al menos una interrupción sostenida durante el periodo de reporte. El índice de usuarios experimentando múltiples interrupciones $CEMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Interruptions) es el cociente entre el número de usuarios que experimentan n o más interrupciones sostenidas dividido entre el número total de usuarios alimentados, como aparece definido a continuación:

$$CEMI_n = \frac{CN_{(k \geqslant n)}}{N_T} \tag{3}$$

Donde:

$CEMI_n$ es el índice de usuarios experimentando múltiples interrupciones.

$N_T$ es el número total de usuarios atendidos en el sistema de potencia bajo estudio.

$CN_{(k \geqslant n)}$ es número de usuarios que han experimentado n o más interrupciones sostenidas durante el periodo de reporte.

El índice de usuarios experimentando interrupciones de larga duración CELID (Customers Experiencing Long Interruption Durations) es el cociente entre el número de usuarios que presentan una duración sostenida igual o mayor que un tiempo dado dividido entre el número total de usuarios alimentados. Este tiempo dado puede corresponder a la duración de una interrupción en particular, en cuyo caso se define el índice $CELID_{-s}$. El tiempo dado también puede corresponder a la cantidad total de tiempo que un usuario ha sido interrumpido durante el periodo de reporte, en cuyo caso se define el índice $CELID_{-t}$. De esta manera, el índice de usuarios experimentando interrupciones de larga duración CELID se encuentra definido de acuerdo a las dos formulaciones matemáticas que se visualizan a continuación:

$$CELID_{-s} = \frac{CN_{(k \geqslant s)}}{N_T} \tag{4}$$

$$CELID_{-t} = \frac{CN_{(k \geqslant T)}}{N_T} \tag{5}$$

Donde:

$CELID_{-s}$ es el índice de usuarios experimentando interrupciones de larga duración cuando el tiempo dado es igual a la duración de una interrupción en particular.

$CELID_{-t}$ es el índice de usuarios experimentando interrupciones de larga duración cuando el tiempo dado es igual a la cantidad total de tiempo que un usuario ha sido interrumpido durante el periodo de reporte.

$N_T$ es el número total de usuarios atendidos en el sistema de potencia bajo estudio.

$CN_{(k \geqslant s)}$ es número de usuarios que han experimentado s o más horas de interrupción durante el periodo de reporte.

$CN_{(k \geqslant T)}$ es número de usuarios que han experimentado T o más horas de interrupción durante el periodo de reporte.

El índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) se calcula, principalmente, para circuitos que alimentan grandes clientes comerciales e industriales. El índice ASIFI se define como el cociente entre la carga en kVA interrumpida dividida entre la carga total y nominal alimentada en kVA. De esta manera, el índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado ASIFI calcula el número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada, es decir, la cantidad de veces que el kVA promedio ha sufrido una interrupción de servicio en un periodo determinado. El índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado ASIFI se encuentra definido de acuerdo a la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (6)$$

Donde ASIFI es el índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado, $L_i$ es la carga conectada en kVA que ha sido interrumpida por cada evento de interrupción i, y $L_T$ es la carga total en kVA conectada al sistema de potencia bajo estudio.

El índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA ASIDI (Average System Interruption Duration Index) mide el tiempo promedio en que el kVA nominal no tuvo servicio para un periodo determinado. El índice ASIDI se define como el cociente entre la sumatoria del producto de la potencia en kVA interrumpida por evento de falla multiplicada por el tiempo de interrupción por evento de falla dividida entre la carga total en kVA conectada al sistema de potencia bajo estudio. El índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA ASIDI se encuentra definido de acuerdo a la formulación matemática que se presenta a continuación:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (7)$$

Donde ASIDI es el índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA, $r_i$ es el tiempo de restauración del servicio por cada evento de interrupción i, $L_i$ es la carga conectada en kVA que ha sido interrumpida por cada evento de interrupción i y $L_T$ es la carga total en kVA conectada al sistema de potencia bajo estudio.

El índice de frecuencia promedio de interrupciones momentáneas MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) indica la frecuencia promedio de interrupciones momentáneas por usuario del servicio de energía eléctrica. El índice MAIFI se encuentra definido de acuerdo a la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (8)$$

Donde MAIFI es el índice de frecuencia promedio de interrupciones momentáneas, $N_T$ es el número total de usuarios atendidos en el sistema de potencia bajo estudio, $IM_i$ es el número de interrupciones momentáneas y $N_{mi}$ es el número de usuarios interrumpidos por cada evento de interrupción momentánea durante el periodo de reporte. El índice de frecuencia promedio de eventos de interrupciones momentáneas $MAIFI_E$ (Momentary Average Interruption Event Frequency Index) no incluye los eventos inmediatamente anteriores a una interrupción sostenida. El índice $MAIFI_E$ se encuentra definido de acuerdo a la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$MAIFI_E = \frac{\sum IM_E \, N_{mi}}{N_T} \quad (9)$$

Donde $MAIFI_E$ es el índice de frecuencia promedio de eventos de interrupciones momentáneas, $N_{mi}$ es el número de usuarios interrumpidos por cada evento de interrupción momentánea durante el periodo de reporte, $N_T$ es el número total de usuarios atendidos en el sistema de potencia bajo estudio y $IM_E$ es el número de eventos de interrupción momentánea no incluyendo los eventos inmediatamente anteriores a una interrupción sostenida.

El índice de usuarios experimentando múltiples eventos de interrupción sostenida y momentánea $CEMSMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events) corresponde al cociente entre el número de usuarios que experimentan n o más interrupciones sostenidas y momentáneas dividido entre el número total de usuarios alimentados, como se presenta a continuación:

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{(k \geq n)}}{N_T} \quad (10)$$

Donde:

$CEMSMI_n$ es el índice de usuarios experimentando múltiples eventos de interrupción sostenida y momentánea.

$N_T$ es el número total de usuarios atendidos en el sistema de potencia bajo estudio.

$CNT_{(k \geq n)}$ es número de usuarios que han experimentado n o más eventos de interrupción sostenida y momentánea durante el periodo de reporte [9,10,11].

A continuación se realiza una breve descripción de los índices de confiabilidad asociados al software ETAP de acuerdo al módulo de ayuda de ETAP y al video Distribution System Reliability Analysis, correspondiente al video oficial de la sección de confiabilidad de esta aplicación. Este video es válido para la versión 14.0 de ETAP que es la última versión de este importante software. La dirección en internet del video previamente mencionado es:

https://www.youtube.com/watch?v=S70BIoEXLlk&feature=youtu.be

El primer índice de confiabilidad que toma en consideración ETAP es la tasa promedio de fallas en el punto de carga i **(**Average Failure Rate at Load Point i), la cual está dada en [fallas / año]. La tasa promedio de fallas en el punto de carga i presenta la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^{N_e} \lambda_j \quad (11)$$

Donde $\lambda_i$ es la tasa promedio de fallas en el punto de carga i en [fallas / año], $\lambda_j$ es la tasa promedio de fallas del elemento j en [fallas / año] y $N_e$ es el número de elementos cuyas fallas interrumpen el suministro de energía eléctrica en el punto de carga i. Para el presente trabajo, el punto de carga i corresponde a un nodo primario con transformador asociado perteneciente a uno de los circuitos bajo estudio. Haciendo uso de la formulación anterior y para el presente trabajo, en particular, la tasa promedio de fallas en el punto de carga i se define de acuerdo a la expresión matemática que se anexa a continuación:

$$\lambda_i = \lambda_A + \lambda_{PL} + \lambda_{PR} + \lambda_{PT} + \lambda_{PS} \quad (12)$$

Donde $\lambda_i$ es la tasa promedio de fallas en el punto de carga i; $\lambda_A$ es la tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i; $\lambda_{PL}$ es la tasa promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores; $\lambda_{PR}$ es la tasa promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores; $\lambda_{PT}$ es la tasa promedio de fallas pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afectan el punto de carga i; $\lambda_{PS}$ es la tasa promedio de fallas pasivas en la red secundaria que afectan el punto de carga i. Todas las variables descritas en la expresión anterior están dadas en [fallas / año]. La diferencia existente entre fallas activas y pasivas será explicada más adelante.

El segundo índice de confiabilidad que toma en consideración ETAP es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i **(**Annual Outage Duration at Load Point i), la cual está dada en [horas / año]. La duración anual de interrupciones en el punto de carga i corresponde a la expresión matemática que se anexa a continuación:

$$U_i = \sum_{j=1}^{N_e} \lambda_j \, r_j \quad (13)$$

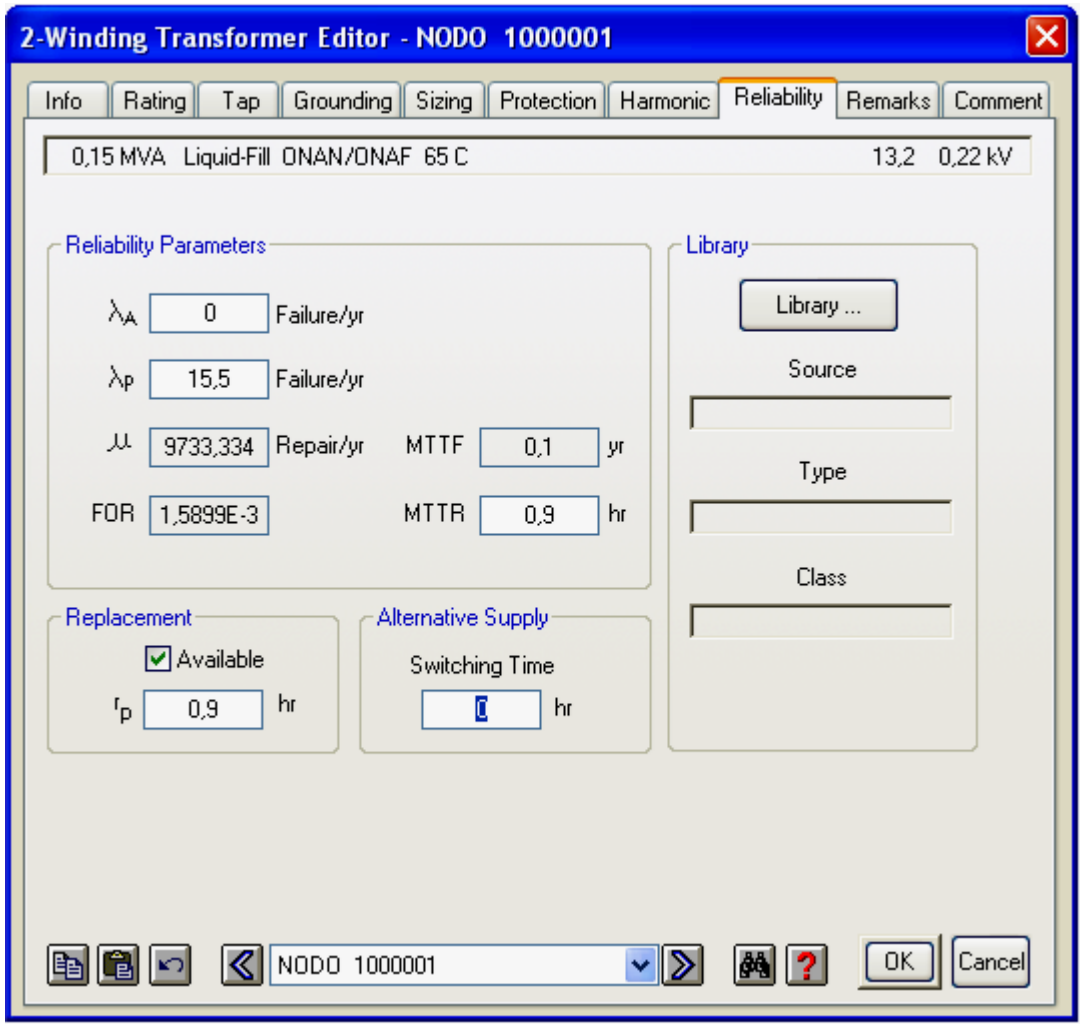
Donde $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año], $\lambda_j$ es la tasa promedio de fallas del elemento j en [fallas / año], $N_e$ es el número de elementos cuyas fallas interrumpen el suministro de energía eléctrica en el punto de carga i y $r_j$ es la duración promedio de la falla del elemento j en [horas / falla]. Igualmente, para el presente trabajo, en particular, la expresión anterior corresponde a las formulaciones matemáticas que se presentan a continuación:

$$U_i = \sum_{j=1}^{N_e} U_j \quad (14)$$

$$U_i = U_A + U_{PL} + U_{PR} + U_{PT} + U_{PS} \quad (15)$$

Donde $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i; $U_j$ es la duración anual de las interrupciones del elemento j; $N_e$ es el número de elementos cuyas fallas interrumpen el suministro de energía eléctrica en el punto de carga i; $U_A$ es la duración anual de las interrupciones activas en el punto de carga i; $U_{PL}$ es la duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores; $U_{PR}$ es la duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores; $U_{PT}$ es la duración anual de las interrupciones pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afectan el punto de carga i y $U_{PS}$ es la duración anual de las interrupciones pasivas en la red secundaria que afectan el punto de carga i. Las variables descritas en la expresión anterior están dadas en [horas / año].

Figura 1. Datos de entrada típicos que son requeridos por el software ETAP para el cálculo de los índices de confiabilidad




Fuente: Módulo de confiabilidad del software ETAP

El tercer índice de confiabilidad que toma en consideración ETAP es la duración promedio de interrupción en el punto de carga i (Average Outage Duration at Load Point i), la cual está dada en [horas / falla]. La duración promedio de interrupción en el punto de carga i presenta la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} \tag{16}$$

Donde $r_i$ es la duración promedio de interrupción en el punto de carga i en [horas / falla], $\lambda_i$ es la tasa promedio de fallas en el punto de carga i en [fallas / año] y $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año].

En la Figura 1 se pueden apreciar los datos de entrada típicos que ETAP le exige al usuario del software en lo que tiene que ver con el cálculo de los índices de confiabilidad. El primer dato de entrada es la tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$. La tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$, mide la cantidad anual de fallas ocasionadas por la operación del dispositivo de protección primaria en la subestación. Al operar el dispositivo de protección primaria se afectan todos los elementos y todas las cargas pertenecientes al sistema de potencia bajo estudio. Para el presente trabajo, el sistema de potencia bajo estudio corresponde a uno de los circuitos radiales de distribución de energía eléctrica previamente relacionados. Por el proceso de reconfiguración de los circuitos y por la continua entrada y salida de usuarios que son alimentados por un determinado sistema de distribución local SDL, dentro del contexto del mercado eléctrico colombiano, es completamente normal que la tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$, presente valores diferentes entre los distintos puntos de carga conectados a un determinado circuito radial de distribución de energía eléctrica.

El segundo dato de entrada es la tasa promedio de fallas pasivas en el punto de carga i, $\lambda_P$. La tasa promedio de fallas pasivas en el punto de carga i, $\lambda_P$, mide la cantidad anual de fallas que no causan la operación de los breakers de protección primaria y por tanto no afectan el resto de los elementos del sistema que continúan trabajando bajo condiciones normales. Solo es necesaria la reparación del elemento bajo falla para el restablecimiento del servicio. Para el software ETAP y para el presente trabajo se cumple que:

$$\lambda_i = \lambda_A + \lambda_P \tag{17}$$

Para el presente trabajo, en particular, se tiene que:

$$\lambda_P = \lambda_{PL} + \lambda_{PR} + \lambda_{PT} + \lambda_{PS} \tag{18}$$

Igualmente, para el software ETAP se cumple que:

$$U_i = U_A + U_P \tag{19}$$

Donde $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año], $U_A$ es la duración anual de las interrupciones activas en el punto de carga i y $U_P$ es la duración anual de las interrupciones pasivas en el punto de carga i. Las variables descritas en la expresión anterior están dadas en [horas / año]. Además, para el presente trabajo, en particular, se tiene que:

$$U_P = U_{PL} + U_{PR} + U_{PT} + U_{PS} \quad (20)$$

Como se puede deducir de las anteriores expresiones matemáticas se han creado ocho índices de confiabilidad, los cuales están asociados al elemento bajo falla. Estos indicadores son muy importantes para el operador de red bajo estudio y serán retomados en el capítulo 2 del presente trabajo donde se definirán otros índices de confiabilidad. El nuevo indicador correspondiente a la duración anual de las interrupciones del elemento j, $U_j$, y el antiguo indicador correspondiente a la duración anual de las interrupciones pasivas en el punto de carga i, $U_P$, serán desechados porque estas variables no fueron tenidas en cuenta para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio. De esta manera y hasta el momento, los nuevos índices de confiabilidad son ocho, a saber: La tasa promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $\lambda_{PL}$; la tasa promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $\lambda_{PR}$; la tasa promedio de fallas pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afectan el punto de carga i, $\lambda_{PT}$; la tasa promedio de fallas pasivas en la red secundaria que afectan el punto de carga i, $\lambda_{PS}$; la duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $U_{PL}$; la duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $U_{PR}$; la duración anual de las interrupciones pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afectan el punto de carga i, $U_{PT}$; y la duración anual de las interrupciones pasivas en la red secundaria que afectan el punto de carga i, $U_{PS}$.

El tercer dato de entrada es el tiempo medio de reparación MTTR (Mean Time to Repair). El MTTR es el tiempo que toma reparar o reemplazar un elemento del sistema, el cual está dado en [horas / reparación]. El tiempo medio de reparación MTTR es el tiempo en horas que se toma una cuadrilla o un operario para restablecer el servicio de energía eléctrica a su condición normal de operación. En circuitos radiales de distribución de energía eléctrica, el número de fallas es igual al número de reparaciones. De esta manera, para el software ETAP se cumple que:

$$r_i = MTTR \quad (21)$$

Donde $r_i$ es la duración promedio de interrupción en el punto de carga i en [horas / falla] y MTTR es el tiempo medio de reparación dado en [horas / reparación].

La tasa de reparación $\mu$ está dada en [reparaciones / año] y corresponde al número promedio de reparaciones que se realizan por año. La tasa de reparación $\mu$ corresponde a la expresión matemática que se anexa a continuación:

$$\mu = 8760 / MTTR \tag{22}$$

Donde $\mu$ es la tasa de reparación en [reparaciones / año], 8760 es el número de horas por año calendario y MTTR es el tiempo medio de reparación en [horas / reparación].

El tiempo medio de falla MTTF (Mean Time to Failure) es el periodo de tiempo que se espera que dure un elemento dentro el sistema, dado en [años / falla]. El tiempo medio de falla MTTF corresponde a la vida útil esperada de un elemento. El tiempo medio de falla MTTF presenta la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda_A + \lambda_P} \tag{23}$$

Donde MTTF es el tiempo medio de falla dado en [años / falla], $\lambda_A$ es la tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i y $\lambda_P$ es la tasa promedio de fallas pasivas en el punto de carga i.

La tasa de salidas forzadas FOR (Forced Outage Rate) es la probabilidad de que un elemento del sistema no esté disponible para operar cuando es requerido para el servicio. La tasa de salidas forzadas FOR corresponde la expresión matemática que se anexa a continuación:

$$FOR = \frac{MTTR}{MTTR + (8760 \times MTTF)} \tag{24}$$

Donde FOR es la tasa de salidas forzadas, MTTR es el tiempo medio de reparación en [horas / reparación], 8760 es el número de horas por año calendario y MTTF es el tiempo medio de falla en [años / falla].

Los dos últimos datos de entrada que aparecen en la Figura 1 son: El tiempo de reemplazo $r_p$ (Replacement Time) y el tiempo de transferencia (Switching Time). El tiempo de reemplazo $r_p$ corresponde al tiempo en horas que se toma el operario para reemplazar un elemento dañado por su correspondiente repuesto. El tiempo de transferencia es el tiempo en horas que el centro de control se toma para realizar la transferencia a otra fuente de alimentación inmediatamente después de producida una falla en un elemento del sistema.

El índice de energía esperada no suministrada en el punto de carga i $EENS_i$ (Expected Energy Not Supplied Index at Load Point i) está dado en [unidad de energía / año] y presenta la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$EENS_i = P_i \times U_i \tag{25}$$

Donde $EENS_i$ es el índice de energía esperada no suministrada en el punto de carga i dado en [unidad de energía / año], $P_i$ es la potencia media asociada a la carga que está alimentada desde el punto de carga i en [unidad de potencia] y $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año].

El índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i $ECOST_i$ (Expected Interruption Cost Index at Load Point i) se define como el costo de no suministro de energía eléctrica en el punto de carga bajo estudio, dado en [unidades monetarias / año]. El índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i corresponde a la expresión matemática que se anexa a continuación:

$$ECOST_i = P_i \sum_{j=1}^{N_e} f(r_j)\ \lambda_j \tag{26}$$

Donde $ECOST_i$ es el índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i en [unidades monetarias / año], $P_i$ es la potencia media asociada a la carga que está alimentada desde el punto de carga i en [unidad de potencia], $\lambda_j$ es la tasa promedio de fallas del elemento j en [fallas / año], $N_e$ es el número de elementos cuyas fallas interrumpen el suministro de energía eléctrica en el punto de carga i y $f(r_j)$ corresponde a la función compuesta de daño al cliente CCDF (Composite Customer Damage Function). Las dimensiones de la función compuesta de daño al cliente CCDF están dadas en [unidades monetarias / (unidad de potencia x falla)].

La tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i $IEAR_i$ (Interrupted Energy Assessment Rate Index at Load Point i) muestra que tan vulnerable es un punto de carga en términos del costo financiero. La tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i está dada en [unidad monetaria / unidad de energía]. A mayor tasa de valoración de la energía interrumpida, mayor será el costo de interrupción de la energía para el punto de carga bajo estudio. $IEAR_i$ es un índice importante a la hora de determinar los puntos más débiles del sistema que requieren un mayor refuerzo técnico mediante la realización de inversiones tendientes a mejorar la confiabilidad general del sistema de potencia. La tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i presenta la siguiente formulación matemática:

$$IEAR_i = \frac{ECOST_i}{EENS_i} \tag{27}$$

Donde $IEAR_i$ es la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i en [unidad monetaria / unidad de energía], $ECOST_i$ es el índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i en [unidades monetarias / año] y $EENS_i$ es el índice de la energía esperada no suministrada en el punto de carga i en [unidad de energía / año].

El índice de frecuencia de falla promedio del sistema SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index) está dado en [fallas / año] y se encuentra definido de acuerdo a la expresión matemática que se anexa a continuación:

$$SAIFI = \frac{\text{número de interrupciones a usuarios}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{\sum N_i \lambda_i}{\sum N_i} \quad (28)$$

Donde SAIFI es el índice de frecuencia de falla promedio del sistema, el cual está dado en [fallas / año]; $N_i$ es el número de clientes atendidos en el punto de carga i y $\lambda_i$ es la tasa promedio de fallas en el punto de carga i en [fallas / año].

El índice de duración de la falla promedio del sistema SAIDI (System Average Interruption Duration Index) está dado en [horas / año] y se encuentra definido de acuerdo a la formulación matemática que se muestra a continuación:

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duración de interrupciones}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{\sum N_i U_i}{\sum N_i} \quad (29)$$

Donde SAIDI es el índice de duración de la falla promedio del sistema, el cual está dado en [horas / año]; $N_i$ es el número de clientes atendidos en el punto de carga i y $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año].

El índice de duración de la falla promedio por consumidor CAIDI (Customer Average Interrupción Duration Index) está dado en [horas / falla] y se encuentra definido de acuerdo a la expresión matemática que se presenta a continuación:

$$CAIDI = \frac{\text{suma de duración de interrupciones}}{\text{número de interrupciones a usuarios}} = \frac{\sum N_i U_i}{\sum N_i \lambda_i} \quad (30)$$

Donde CAIDI es el índice de duración de la falla promedio por consumidor dado en [horas / falla], $N_i$ es el número de clientes atendidos en el punto de carga i, $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año] y $\lambda_i$ es la tasa promedio de fallas en el punto de carga i en [fallas / año].

El índice promedio de disponibilidad del servicio ASAI (Average Service Availability Index) se encuentra definido de acuerdo a las formulaciones matemáticas que se anexan a continuación:

$$ASAI = \frac{\text{número de horas de servicio}}{\text{número total de horas}} \quad (31)$$

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum N_i U_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (32)$$

Donde ASAI es el índice promedio de disponibilidad del servicio, $N_i$ es el número de clientes atendidos en el punto de carga i, $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año] y 8760 es el número de horas por año calendario.

El índice promedio de no disponibilidad del servicio ASUI (Average Service Unavailability Index) está estrechamente relacionado con el índice anterior, como se aprecia en la siguiente formulación matemática:

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (33)$$

El índice de energía esperada no suministrada del sistema EENS (Expected Energy Not Supplied Index) está dado en [unidad de energía / año] y se define como aparece a continuación:

$$EENS = \sum EENS_i \quad (34)$$

Donde EENS es el índice de energía esperada no suministrada del sistema dado en [unidad de energía / año] y $EENS_i$ es el índice de energía esperada no suministrada en el punto de carga i dado en [unidad de energía / año].

El índice del costo esperado de interrupción del sistema ECOST (Expected Interruption Cost Index) está dado en [unidades monetarias / año] y se define de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$ECOST = \sum ECOST_i \quad (35)$$

Donde ECOST es el índice del costo esperado de interrupción del sistema dado en [unidades monetarias / año] y $ECOST_i$ es el índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i en [unidades monetarias / año].

El índice de energía promedio no suministrada del sistema AENS (Average Energy Not Supplied Index) está dado en [unidad de energía / (cliente x año)] y se encuentra definido como se presenta a continuación:

$$AENS = \frac{\text{energía total no suministrada}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{EENS}{\sum N_i} \quad (36)$$

Donde AENS es el índice de energía promedio no suministrada del sistema dado en [unidad de energía / (cliente x año)], $N_i$ es el número de clientes atendidos en el punto de carga i y EENS es el índice de energía esperada no suministrada del sistema dado en [unidad de energía / año].

La tasa de valoración de la energía interrumpida del sistema IEAR (System Interrupted Energy Assessment Rate Index) está dada en [unidades monetarias / unidad de energía] y se encuentra definida de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$IEAR = \frac{ECOST}{EENS} \quad (37)$$

Donde IEAR es la tasa de valoración de la energía interrumpida del sistema dada en [unidades monetarias / unidad de energía], EENS es el índice de energía esperada no suministrada del sistema en [unidad de energía / año] y ECOST es el índice del costo esperado de interrupción del sistema dado en [unidades monetarias / año] [7,12,13].

Para la selección de los índices de confiabilidad es necesario realizar una comparación cuidadosa de todos los indicadores previamente relacionados, sin incluir, lógicamente, los índices de confiabilidad recientemente creados, los cuales serán de gran utilidad en el capítulo 2 del presente trabajo. Los criterios de comparación de los correspondientes índices de confiabilidad previamente relacionados se explican a continuación:

En el primer criterio de comparación se entrega la identificación del índice de confiabilidad con su consecuente descripción. El segundo criterio de comparación corresponde a la clasificación del índice dentro del Standard 1366 del 2012 de la IEEE, caso en el cual el índice debe aparecer en la IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. En el tercer criterio de comparación se verifica si el indicador hace parte de los índices de confiabilidad utilizados por el software ETAP. En el cuarto criterio de comparación se verifica si el indicador utilizado por el software ETAP corresponde a uno de tres casos posibles, a saber: Un dato de entrada de ETAP, un indicador que no es un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia o un indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia. En la Tabla 1 se puede apreciar la comparación de los correspondientes índices de confiabilidad haciendo uso de los criterios previamente establecidos.

Tabla 1. Comparación de los correspondientes índices de confiabilidad previamente relacionados

| Identificación del índice | Descripción del índice de confiabilidad | Clasificación IEEE | El índice es utilizado por ETAP? | Característica del índice de confiabilidad en ETAP |
|---|---|---|---|---|
| CTAIDI | índice de duración de interrupción promedio total del usuario | índice de interrupción sostenida | no | no aplica |
| CAIFI | frecuencia de interrupción media por usuario | índice de interrupción sostenida | no | no aplica |
| $CEMI_n$ | índice de usuarios experimentando múltiples interrupciones | índice de interrupción sostenida | no | no aplica |
| CELID | índice de usuarios experimentando interrupciones de larga duración | índice de interrupción sostenida | no | no aplica |
| ASIFI | índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado | índice basado en la carga | no | no aplica |
| ASIDI | índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA | índice basado en la carga | no | no aplica |
| MAIFI | índice de frecuencia promedio de interrupciones momentáneas | índice momentáneo | no | no aplica |
| $MAIFI_E$ | índice de frecuencia promedio de eventos de interrupciones momentáneas | índice momentáneo | no | no aplica |
| $CEMSMI_n$ | índice de usuarios experimentando múltiples eventos de interrupción sostenida y momentánea | índice momentáneo | no | no aplica |
| $\lambda_i$ | tasa promedio de fallas en el punto de carga i | no aplica | si | indicador que no es un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| $U_i$ | duración anual de las interrupciones en el punto de carga i | no aplica | si | indicador que no es un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| $r_i$ | duración promedio de interrupción en el punto de carga i | no aplica | si | indicador que no es un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| $\lambda_A$ | tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |
| $\lambda_P$ | tasa promedio de fallas pasivas en el punto de carga i | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |
| MTTR | tiempo medio de reparación | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |
| $\mu$ | tasa de reparación | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |
| MTTF | tiempo medio de falla | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |
| FOR | tasa de salidas forzadas | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. (Continuación)

| Identificación del índice | Descripción del índice de confiabilidad | Clasificación IEEE | El índice es utilizado por ETAP? | Característica del índice de confiabilidad en ETAP |
|---|---|---|---|---|
| $r_p$ | tiempo de reemplazo | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |
| Switching Time | tiempo de transferencia | no aplica | si | dato de entrada de ETAP |
| $EENS_i$ | índice de energía esperada no suministrada en el punto de carga i | no aplica | si | indicador que no es un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| $ECOST_i$ | índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i | no aplica | si | indicador que no es un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| $IEAR_i$ | tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i | no aplica | si | indicador que no es un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| SAIFI | índice de frecuencia de falla promedio del sistema | índice de interrupción sostenida | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| SAIDI | índice de duración de la falla promedio del sistema | índice de interrupción sostenida | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| CAIDI | índice de duración de la falla promedio por consumidor | índice de interrupción sostenida | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| ASAI | índice promedio de disponibilidad del servicio | índice de interrupción sostenida | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| ASUI | índice promedio de no disponibilidad del servicio | no aplica | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| EENS | índice de energía esperada no suministrada del sistema | no aplica | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| ECOST | índice del costo esperado de interrupción del sistema | no aplica | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| AENS | índice de energía promedio no suministrada del sistema | no aplica | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |
| IEAR | tasa de valoración de la energía interrumpida del sistema | no aplica | si | indicador que es, efectivamente, un índice de confiabilidad para todo el sistema de potencia |

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 1 no se agregaron los índices de confiabilidad que se utilizan para calcular los indicadores previamente relacionados. Estos índices de confiabilidad corresponden a variables matemáticas auxiliares para el cálculo de los indicadores que aparecen en la Tabla 1, y por tanto, no tiene sentido presentarlos como candidatos a índices de confiabilidad a ser seleccionados.

Algunos de los índices de confiabilidad que corresponden a variables matemáticas auxiliares para el cálculo de los indicadores que aparecen en la tabla 1 son: La tasa promedio de fallas del elemento j, $\lambda_j$; la duración promedio de la falla del elemento j, $r_j$; el tiempo de restauración del servicio por cada evento de interrupción i, $r_i$.

A continuación se realiza la selección de los índices de confiabilidad que se calcularán para medir la continuidad del servicio de energía eléctrica que se presta a los usuarios a través de los circuitos bajo estudio. Se explicarán los criterios previamente establecidos para la construcción de la Tabla 1 y por cada explicación se hará el listado de los índices de confiabilidad que no son seleccionados para cumplir con el objetivo previamente relacionado.

De acuerdo al Standard 1366 del 2012 de la IEEE, un dispositivo de interrupción (interrupting device) es aquel que permite detener el flujo de potencia, usualmente, en respuesta a un evento de falla. La operación del dispositivo de interrupción puede ser llevada a cabo por métodos manuales, automáticos o mediante control remoto. Entre otros ejemplos de dispositivos de corte se encuentran: Los interruptores de potencia, los reconectadores de línea, los fusibles de línea, los seccionadores de línea, etc. Igualmente, el Standard 1366 del 2012 de la IEEE define una interrupción momentánea (momentary interruption) como una pérdida breve de suministro de potencia a uno o más clientes, la cual es causada por la operación de apertura y cierre de un dispositivo de interrupción. Teniendo en cuenta que el único dispositivo de interrupción que permite realizar automáticamente operaciones de apertura y cierre es el reconectador se tiene que las interrupciones momentáneas están asociadas, especialmente, a la operación de los reconectadores. Un reconectador es un interruptor con reconexión automática instalado, normalmente, en líneas de distribución de energía eléctrica. Como dispositivo de protección el reconectador es capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea contando con una secuencia determinada de aperturas y cierres consecutivos seguidos de una operación final de cierre o apertura definitiva. Los tiempos de recierre de los reconectadores están dados en milisegundos [9, 14, 15]. Por lo tanto, la duración de una interrupción momentánea está dada en milisegundos.

Teniendo en cuenta que la duración de los eventos de falla reportados por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP es igual o superior a 30 segundos, no tiene ningún sentido escoger índices de confiabilidad momentáneos dentro de los indicadores a ser seleccionados. Por este concepto, quedan por fuera de la selección los índices de confiabilidad momentáneos, los cuales son: MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), $MAIFI_E$ (Momentary Average Interruption Event Frequency Index) y $CEMSMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events).

Una de las exigencias del Departamento de Planeación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, con relación a los índices de confiabilidad a ser seleccionados, es la capacidad de probar el algoritmo de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio mediante uno o varios casos de aplicación.

Para el operador de red bajo estudio el algoritmo debe ser probado mediante el software ETAP, el cual fue adquirido por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP para realizar los estudios técnicos relacionados con el sistema de potencia perteneciente a este comercializador de energía. De esta manera, los índices a ser seleccionados deben aparecer en el software ETAP. Por este concepto, quedan por fuera de la selección los índices de confiabilidad restantes que no son utilizados por el software ETAP, los cuales son: CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index), CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index), $CEMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Interruptions), CELID (Customers Experiencing Long Interruption Durations), ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) y ASIDI (Average System Interruption Duration Index).

Los índices de confiabilidad a ser seleccionados deben ser calculados para medir la continuidad del servicio de energía eléctrica que se presta a los usuarios a través de los circuitos bajo estudio. De esta manera, cada indicador a ser seleccionado debe estar en la capacidad de realizar una medición a nivel de todo el circuito de distribución de energía eléctrica bajo estudio. No tiene sentido escoger índices de confiabilidad que se limitan a medir una determinada región del circuito bajo estudio, como lo es un punto de carga. Tampoco tiene sentido escoger indicadores que corresponden a datos de entrada de ETAP. Se requiere seleccionar índices que estudien todo un circuito en su conjunto. Por este concepto, se eliminan de la selección el conjunto de indicadores que no analizan todo el sistema de potencia bajo estudio más los índices que corresponden a datos de entrada de ETAP. Solo serán escogidos los indicadores que, efectivamente, miden la continuidad del servicio en todo el circuito radial de distribución de energía eléctrica.

De esta manera y de acuerdo a la Tabla 1, quedan eliminados de la selección los siguientes índices de confiabilidad, a saber: Tasa promedio de fallas en el punto de carga i, $\lambda_i$; duración anual de las interrupciones en el punto de carga i, $U_i$; duración promedio de interrupción en el punto de carga i, $r_i$; tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$; tasa promedio de fallas pasivas en el punto de carga i, $\lambda_P$; tiempo medio de reparación MTTR; tasa de reparación $\mu$; tiempo medio de falla MTTF; tasa de salidas forzadas FOR; tiempo de reemplazo, $r_p$; tiempo de transferencia (Switching Time); índice de energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$; índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i, $ECOST_i$ y la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$;

De esta manera, los índices de confiabilidad seleccionados para el presente estudio corresponden a los indicadores que, efectivamente, miden la continuidad del servicio en todo el circuito radial de distribución de energía eléctrica, los cuales son: SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), ASAI (Average Service Availability Index), ASUI (Average Service Unavailability Index), EENS (Expected Energy Not Supplied Index), ECOST (Expected Interruption Cost Index), AENS (Average Energy Not Supplied Index) e IEAR (System Interrupted Energy Assessment Rate Index).

## 1.5 DATOS DE ENTRADA REQUERIDOS PARA CALCULAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD SELECCIONADOS

El índice del costo esperado de interrupción ECOST (Expected Interruption Cost Index) está definido como:

$$ECOST = \Sigma ECOST_i \tag{38}$$

Donde:

$$ECOST_i = P_i \sum_{j=1}^{N_e} f(r_j)\ \lambda_j \tag{39}$$

De la expresión anterior el software ETAP requiere como dato de entrada la función compuesta de daño al cliente $f(r_j)$, mejor conocida como CCDF (Composite Customer Damage Function). El software ETAP no puede ser utilizado por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP para calcular los índices de confiabilidad seleccionados, ni tampoco puede realizar el diagnóstico de la confiabilidad que es requerido por este operador de red, porque: En primer lugar, aunque la función compuesta de daño al cliente sea un dato de entrada exigido por ETAP, la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP no puede suministrar esta información puesto que no la tiene calculada para ningún nodo primario i con carga asociada de ningún circuito perteneciente a este operador de red, incluyendo los circuitos bajo estudio. En segundo lugar, la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP tampoco tiene calculados los demás datos de entrada requeridos por ETAP. En tercer lugar, el software ETAP tampoco está capacitado para determinar la incidencia de las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio. Por estos conceptos, en el capítulo 3 del presente trabajo se explica y se entrega una nueva metodología, la cual, calcula los datos de entrada de confiabilidad y los índices previamente seleccionados y determina la incidencia de las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio. La función compuesta de daño al cliente no puede aparecer como dato de entrada dentro el contexto del mercado eléctrico colombiano. Esta función debe aparecer como variable de salida. Como se explicó con anterioridad, la variable j hace referencia al elemento físico bajo falla y $f(r_j)$ se refiere a la función compuesta de daño al cliente. En el contexto del mercado eléctrico colombiano el costo de daño al cliente no depende del elemento físico bajo falla, porque este valor es independiente del elemento físico que causó la interrupción del servicio. Por este concepto, se tiene:

$$f(r_j) = f(r_{j+1}) \tag{40}$$

De esta manera, se obtiene:

$$\sum_{j=1}^{N_e} f(r_j)\ \lambda_j = f(r_j) \sum_{j=1}^{N_e} \lambda_j \tag{41}$$

Para el punto de carga i la función de daño al cliente del elemento j, lógicamente, es igual a la función de daño al cliente en el punto de carga i. Definiendo $f(r_i)$ como la función compuesta de daño al cliente en el punto de carga i y haciendo $f(r_i)$ igual a $CCDF_i$ se obtiene:

$$f(r_j) = f(r_i) \tag{42}$$

$$\sum_{j=1}^{N_e} f(r_j)\,\lambda_j = f(r_i) \sum_{j=1}^{N_e} \lambda_j = CCDF_i \sum_{j=1}^{N_e} \lambda_j \tag{43}$$

Además, se tiene que:

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^{N_e} \lambda_j \tag{44}$$

De esta manera, se obtiene:

$$\sum_{j=1}^{N_e} f(r_j)\,\lambda_j = CCDF_i\ \lambda_i \tag{45}$$

Si se tiene en cuenta que:

$$ECOST_i = P_i \sum_{j=1}^{N_e} f(r_j)\ \lambda_j \tag{46}$$

Reemplazando (45) en (46), se llega a:

$$ECOST_i = P_i\, CCDF_i\ \lambda_i \tag{47}$$

Además, se tiene que:

$$IEAR_i = \frac{ECOST_i}{EENS_i} \tag{48}$$

Reemplazando (48) en (47) y despejando, se obtiene:

$$CCDF_i = \frac{IEAR_i \times EENS_i}{P_i \times \lambda_i} \tag{49}$$

La aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm utiliza la expresión anterior para calcular la función compuesta de daño al cliente en el punto de carga i. De la anterior formulación matemática se deduce que uno de los datos de entrada corresponde a la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$ (Interrupted Energy Assessment Rate Index at Load Point i). Este índice está dado en [unidad monetaria / unidad de energía]. En el contexto del mercado eléctrico colombiano la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i se puede calcular como el costo unitario variable equivalente en el punto de carga i. El costo unitario variable equivalente en el punto de carga i es igual al promedio ponderado del costo unitario variable dado por el consumo de energía facturado a los usuarios conectados en el punto de carga i, como se aprecia en la expresión matemática que se anexa a continuación:

$$IEAR_i = UC_i = \frac{\sum_{k=1}^{Nu} E_k \; x \; UC_k}{\sum_{k=1}^{Nu} E_k} \tag{50}$$

Donde $IEAR_i$ es la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i en [unidad monetaria / unidad de energía], $UC_i$ es el costo unitario variable equivalente en el punto de carga i en [unidad monetaria / unidad de energía], $E_k$ el es consumo de energía del késimo usuario conectado en el punto de carga i en [unidad de energía], $UC_k$ es el costo unitario variable asignado al késimo usuario conectado en el punto de carga i en [unidad monetaria / unidad de energía] y $N_u$ es el número de usuarios conectados en el punto de carga i. El costo unitario variable está descrito en la resolución CREG 119 del 2007. Según la esta resolución, el costo unitario variable es una componente fundamental de la tarifa que es aplicada a todo usuario de energía eléctrica en el país [16]. A continuación, se anexa una presentación más compacta de la expresión anterior.

$$IEAR_i = \frac{MONEY_i}{ENERGY_i} \tag{51}$$

Donde $IEAR_i$ es la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i en [unidad monetaria / unidad de energía]; $MONEY_i$ es el valor total facturado del último mes por concepto de energía activa consumida por los usuarios conectados en el punto de carga i (tomando en cuenta, únicamente, el costo unitario variable de cada usuario), el cual está dado en [unidad monetaria] y $ENERGY_i$ es el consumo total de energía activa del último mes, el cual fue facturado a los usuarios conectados en el punto de carga i. $ENERGY_i$ está dado en [unidad de energía]. Precisamente, el Departamento de Planeación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP ha aceptado calcular los valores correspondientes a $MONEY_i$ y $ENERGY_i$ mediante los cuales es posible hallar la la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$. Para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio, $MONEY_i$ y $ENERGY_i$ fueron calculados a partir de la facturación del mes de junio del año 2015 de acuerdo a decisión tomada por el Departamento de Planeación.

Para el cálculo de la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, se han tomado los valores correspondientes al último mes, porque, a nivel financiero, se requiere contar con los valores más actualizados más si se tiene en cuenta que el índice del costo esperado de interrupción en el punto de carga i, $ECOST_i$, se calcula en el presente trabajo como el producto entre la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, y el índice de la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, tal como se muestra en las expresiones matemáticas que se presentan a continuación:

$$IEAR_i = \frac{ECOST_i}{EENS_i} \tag{52}$$

$$ECOST_i = IEAR_i \times EENS_i \tag{53}$$

La tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, es un dato de entrada que es calculado por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm al igual que los demás datos de entrada requeridos para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio. A pesar de esto, el autor del presente trabajo ha querido incluir dentro de los datos de entrada para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados el valor total facturado del último mes por concepto de energía activa consumida por los usuarios conectados en el punto de carga i (tomando en cuenta, únicamente, el costo unitario variable de cada usuario), $MONEY_i$, y el consumo total de energía activa del último mes, el cual fue facturado a los usuarios conectados en el punto de carga i, $ENERGY_i$. Estos dos últimos valores, estrictamente hablando, son innecesarios para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados pero entregan información valiosísima para la futura evaluación financiera de cada uno de los correspondientes puntos de carga, lo cual es un valor agregado dentro del diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio.

Con las aclaraciones previamente realizadas y para determinar los datos de entrada requeridos para calcular los índices de confiabilidad previamente seleccionados es necesario, en primer lugar, enunciar brevemente las formulaciones matemáticas correspondientes a estos indicadores, tal como aparece a continuación:

$$SAIFI = \frac{\text{número de interrupciones a usuarios}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{\sum N_i \lambda_i}{\sum N_i}$$

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duración de interrupciones}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{\sum N_i U_i}{\sum N_i}$$

$$CAIDI = \frac{\text{suma de duración de interrupciones}}{\text{número de interrupciones a usuarios}} = \frac{\sum N_i U_i}{\sum N_i \lambda_i}$$

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum N_i U_i}{\sum N_i \times 8760}$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$EENS = \sum EENS_i$$

$$ECOST = \sum ECOST_i$$

$$AENS = \frac{\text{energía total no suministrada}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{EENS}{\sum N_i}$$

$$IEAR = \frac{ECOST}{EENS}$$

En segundo lugar, se requiere anexar las formulaciones matemáticas correspondientes a las variables necesarias y suficientes para calcular los índices de confiabilidad seleccionados, tal como aparece a continuación:

$$\lambda_i = \lambda_A + \lambda_{PL} + \lambda_{PR} + \lambda_{PT} + \lambda_{PS}$$

$$U_i = U_A + U_{PL} + U_{PR} + U_{PT} + U_{PS}$$

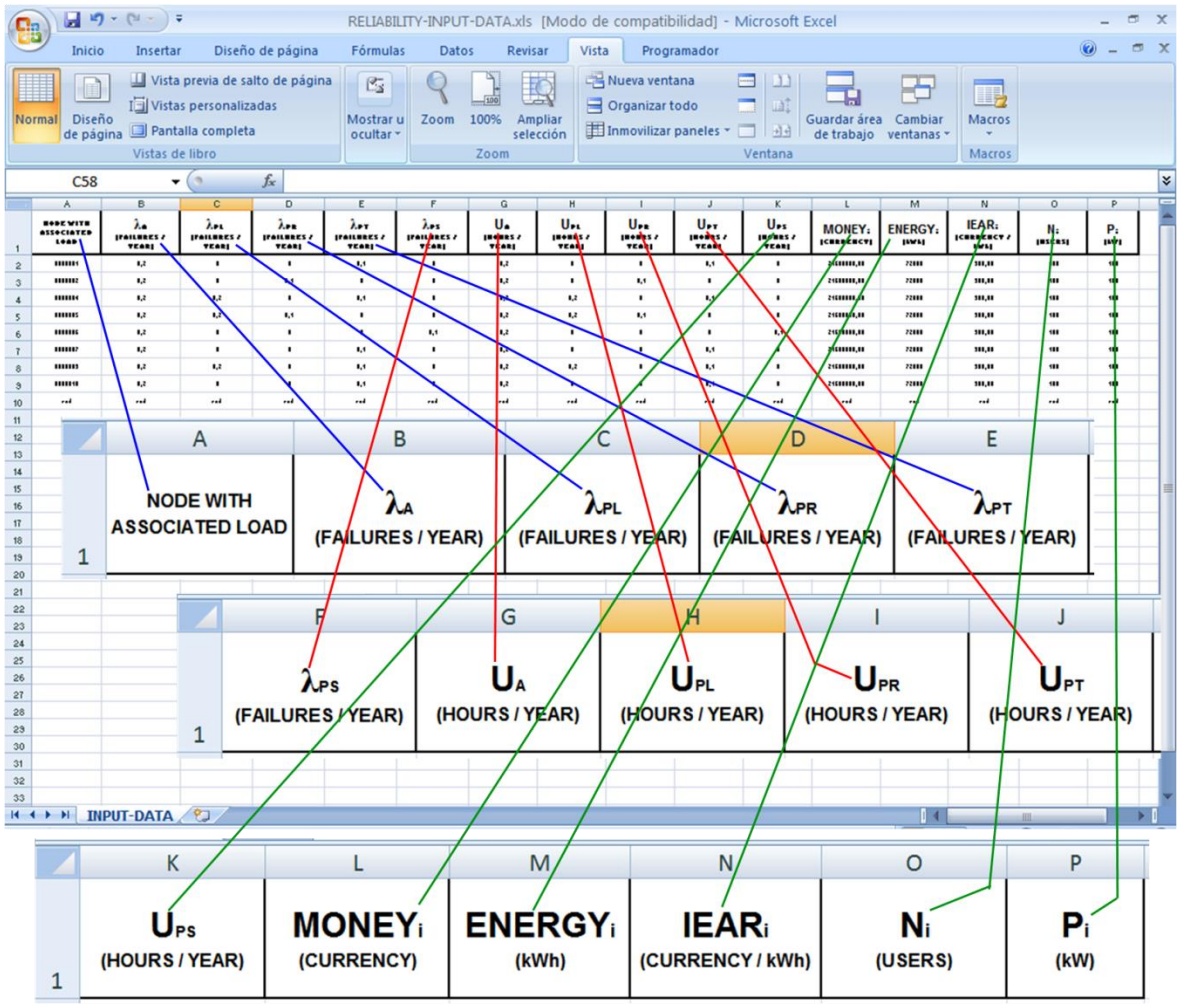
$$EENS_i = P_i \times U_i$$

$$ECOST_i = IEAR_i \times EENS_i$$

Por lo previamente explicado, de acuerdo a las formulaciones matemáticas precedentes y en su orden, los datos de entrada requeridos para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados son: El código del nodo primario, correspondiente al código del punto de carga i; la tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$; la tasa promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $\lambda_{PL}$; la tasa promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $\lambda_{PR}$; la tasa promedio de fallas pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afectan el punto de carga i, $\lambda_{PT}$; la tasa promedio de fallas pasivas en la red secundaria que afectan el punto de carga i, $\lambda_{PS}$; la duración anual de las interrupciones activas en el punto de carga i, $U_A$; la duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $U_{PL}$; la duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan el punto de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, $U_{PR}$; la duración anual de las interrupciones pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afectan el punto de carga i, $U_{PT}$; la duración anual de las interrupciones pasivas en la red secundaria que afectan el punto de carga i, $U_{PS}$; el valor total facturado del último mes por concepto de energía activa consumida por los usuarios conectados en el punto de carga i (tomando en cuenta, únicamente, el costo unitario variable de cada usuario) $MONEY_i$; el consumo total de energía activa del último mes, el cual fue facturado a los usuarios conectados en el punto de carga i, $ENERGY_i$; la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$; el número de clientes atendidos en el punto de carga i, $N_i$ y la potencia media asociada a la carga que está alimentada desde el punto de carga i, $P_i$. Para facilitar la lectura de los datos de entrada requeridos para el el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados se anexa a continuación el listado ordenado de los mismos sin agregar las definiciones correspondientes.

El código del nodo primario
$\lambda_A$
$\lambda_{PL}$
$\lambda_{PR}$
$\lambda_{PT}$
$\lambda_{PS}$
$U_A$
$U_{PL}$
$U_{PR}$
$U_{PT}$
$U_{PS}$
$MONEY_i$
$ENERGY_i$
$IEAR_i$
$N_i$
$P_i$

Figura 2. Datos de entrada que aparecen en la hoja de cálculo INPUT-DATA, perteneciente al archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls




Fuente: Elaboración propia

En el contexto de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio, la hoja de cálculo INPUT-DATA, perteneciente al archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, contiene todos y cada uno de los datos de entrada previamente descritos por cada uno de los puntos de carga conectados al circuito bajo estudio.

La aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm es la encargada de calcular los datos que aparecen en RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. La aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm es alimentada por la hoja de cálculo INPUT-DATA, perteneciente al archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. La aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm calcula los indicadores seleccionados bajo la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio. En la Figura 2 se pueden apreciar las columnas correspondientes a los datos de entrada de la hoja INPUT-DATA, perteneciente al archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls.

Como se puede apreciar en la Figura 2, cada columna contiene la información del consecuente dato de entrada para todos los puntos de carga del circuito bajo estudio y cada fila reúne los datos de entrada para un determinado punto de carga del circuito bajo análisis. Para el presente estudio, cada punto de carga i corresponde a un nodo primario con transformador asociado perteneciente al circuito bajo estudio de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP.

Para justificar la escogencia de los datos de entrada previamente descritos, que son requeridos para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados, se anexa la Tabla 2, en la cual, se hallará la justificación de todos y cada uno de los datos de entrada previamente escogidos teniendo en cuenta los contenidos y las formulaciones matemáticas hasta ahora presentadas.

Tabla 2. Justificación de la escogencia de los datos de entrada requeridos para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados

| DATOS DE ENTRADA ESCOGIDOS | JUSTIFICACIÓN |
|---|---|
| El código del nodo primario | Para la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad es indispensable identificar todos y cada uno de los puntos de carga i pertenecientes al circuito bajo estudio, puesto que muchas de las variables que permiten el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados están asociadas a un punto de carga i, el cual corresponde al código del nodo primario |
| $\lambda_A$ $\lambda_{PL}$ $\lambda_{PR}$ $\lambda_{PT}$ $\lambda_{PS}$ | Estos índices permiten calcular $\lambda_i$. $\lambda_i$ es un dato indispensable para el cálculo de los índices SAIFI y CAIDI |
| $U_A$ $U_{PL}$ $U_{PR}$ $U_{PT}$ $U_{PS}$ | Estos índices permiten calcular $U_i$. $U_i$ es un dato indispensable para el cálculo de los índices $EENS_i$, SAIDI, CAIDI y ASAI. Mediante ASAI es posible calcular ASUI. $EENS_i$ es un dato indispensable para el cálculo de $ECOST_i$ y EENS. Mediante $ECOST_i$ es posible calcular ECOST. Mediante EENS y ECOST es posible calcular IEAR |
| $MONEY_i$ $ENERGY_i$ | Estos dos valores son innecesarios para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados, pero entregan información valiosísima para la futura evaluación financiera de cada uno de los correspondientes puntos de carga i |
| $IEAR_i$ | Este índice es un dato indispensable para el cálculo de $ECOST_i$. Mediante $ECOST_i$ es posible calcular ECOST. Mediante EENS y ECOST es posible calcular IEAR |
| $N_i$ | Este valor es indispensable para calcular SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, AENS |
| $P_i$ | Este valor es indispensable para calcular $EENS_i$. Mediante $EENS_i$ e $IEAR_i$ es posible calcular $ECOST_i$ y EENS. Mediante $ECOST_i$ es posible calcular ECOST. Mediante EENS y ECOST es posible calcular IEAR |

Fuente: Elaboración propia

# 2. NUEVOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD E INFORMACIÓN INICIAL PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD EN LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO

## 2.1 NUEVOS INDICADORES PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD

No solamente es necesario calcular los índices de confiabilidad seleccionados, también es indispensable conocer las causas raíz que afectan la continuidad de la prestación del servicio en los circuitos radiales de distribución de energía eléctrica. La Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP requiere conocer la frecuencia e incidencia de las causas que generan cortes en el suministro de energía eléctrica en los diferentes circuitos radiales de distribución de energía eléctrica con el fin de poder determinar las inversiones financieras tendientes a mejorar la confiabilidad de los circuitos bajo estudio. De esta manera, se requiere calcular unos índices de confiabilidad que determinen la frecuencia e incidencia de las causas que generan cortes en el suministro de energía eléctrica en los circuitos radiales de distribución pertenecientes a EMCALI EICE ESP. Desafortunadamente, estos indicadores no aparecen creados en el standard IEEE 1366 del 2012. Por tanto, se anexan las formulaciones matemáticas correspondientes a los nuevos índices de confiabilidad que fueron diseñados y agregados a RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Siguiendo la filosofía descrita en el capítulo 1, el primer índice de confiabilidad, relacionado con las causas que generan cortes en el suministro de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio, corresponde a la tasa promedio de fallas asociadas a la causa de falla cause, cuya formulación matemática se muestra a continuación:

$$\lambda_{cause} = \frac{\text{NUMBER OF FAILURES}_{cause}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{54}$$

Donde $\lambda_{cause}$ es la tasa promedio de fallas asociadas a la causa de falla cause en [fallas / año], NUMBER OF FAILURES$_{cause}$ es el número de fallas válidas contadas por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm que presentan la causa de interrupción cause y PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad. Se debe tener en cuenta que la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, a través del Departamento de Operación, suministra la descripción detallada de las fallas históricas asociadas a los circuitos conectados a la subestación Meléndez. Entre los registros de las fallas históricas asociadas a los circuitos conectados a una determinada subestación se encuentran registros de fallas válidos e inválidos. Más adelante serán explicadas las características mínimas que debe reunir un registro de falla para ser considerado válido.

El segundo índice de confiabilidad, relacionado con las causas que generan cortes en el suministro de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio, corresponde a la duración anual de interrupciones asociadas a la causa de falla cause, cuya formulación matemática se muestra a continuación:

$$U_{cause} = \frac{\text{DURATION OF FAILURES}_{cause}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \quad (55)$$

Donde $U_{cause}$ es la duración anual de interrupciones asociadas a la causa de falla cause en [horas / año], DURATION OF FAILURES$_{cause}$ es la duración acumulada en horas calculada por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para los registros de falla válidos que presentan la causa de interrupción cause y PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad.

El tercer índice de confiabilidad, relacionado con las causas que generan cortes en el suministro de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio, corresponde al índice de energía esperada no suministrada asociada a la causa de falla cause, $EENS_{cause}$, cuya formulación matemática aparece a continuación:

$$EENS_{cause} = \sum_{f=1}^{N_f} EENS_{causef} \quad (56)$$

$$EENS_{cause} = \frac{\sum_{f=1}^{N_f} \text{DURATION OF FAILURE}_{causef} \; P_{if}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \quad (57)$$

Donde $EENS_{cause}$ es la energía esperada no suministrada asociada a la causa de falla cause en [unidad de energía / año], $EENS_{causef}$ es la energía esperada no suministrada asociada a la causa de falla cause correspondiente al registro de falla f dada en [unidad de energía / año], $N_f$ es el número de registros de falla válidos pertenecientes al circuito bajo estudio, $P_{if}$ es la potencia media asociada al iésimo nodo primario i que aparece en el registro de falla f, DURATION OF FAILURE$_{causef}$ es la duración en horas calculada por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el registro de falla f que presenta la causa de interrupción cause y PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad.

El cuarto índice de confiabilidad, relacionado con las causas que generan cortes en el suministro de energía eléctrica en los circuitos bajo estudio, corresponde al índice del costo esperado de interrupción asociado a la causa de falla cause, $ECOST_{cause}$, cuya formulación matemática aparece a continuación:

$$ECOST_{cause} = \sum_{f=1}^{N_f} ECOST_{causef} \quad (58)$$

$$ECOST_{cause} = \frac{\sum_{f=1}^{N_f} DURATION\ OF\ FAILURE_{causef} \times P_{if} \times IEAR_{if}}{PERIOD\ UNDER\ ANALYSIS} \quad (59)$$

Donde $ECOST_{cause}$ es el costo esperado de interrupción asociado a la causa de falla cause en [unidades monetarias / año], $ECOST_{causef}$ es el costo esperado de interrupción asociado a la causa de falla cause correspondiente al registro de falla f dado en [unidades monetarias / año], $N_f$ es el número de registros de falla válidos pertenecientes al circuito bajo estudio, $P_{if}$ es la potencia media asociada al iésimo nodo primario i que aparece en el registro de falla f en [unidad de potencia], $IEAR_{if}$ es la tasa de valoración de la energía interrumpida del iésimo nodo primario i que aparece en el registro de falla f en [unidad monetaria / unidad de energía], $DURATION\ OF\ FAILURE_{causef}$ es la duración en horas calculada para el registro de falla f que presenta la causa de interrupción cause y PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad.

Teniendo en cuenta que todo registro de falla cuenta con su respectiva causal de interrupción se obtienen las propiedades matemáticas que se presentan a continuación, las cuales serán de utilidad para el futuro análisis de los resultados obtenidos a partir del diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio.

$$EENS = \sum_{c=1}^{N_c} EENS_{cause} \quad (60)$$

$$ECOST = \sum_{c=1}^{N_c} ECOST_{cause} \quad (61)$$

Donde EENS es el índice de energía esperada no suministrada del sistema dado en [unidad de energía / año], $EENS_{cause}$ es la energía esperada no suministrada asociada a la causa de falla cause en [unidad de energía / año], ECOST es el índice del costo esperado de interrupción del sistema dado en [unidades monetarias / año], $ECOST_{cause}$ es el costo esperado de interrupción asociado a la causa de falla cause en [unidades monetarias / año] y $N_c$ es el número de causales de falla utilizadas por el operador de red bajo estudio.

En el contexto del mercado eléctrico colombiano para todo operador de red es de especial importancia conocer la frecuencia y la duración de las fallas ocurridas en cada uno de los elementos que conforman el sistema de potencia bajo estudio. Sobre este aspecto, en el capítulo 1 del presente trabajo se definieron las fórmulas matemáticas y los índices de confiabilidad que se presentan a continuación:

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^{N_e} \lambda_j \tag{62}$$

$$\lambda_i = \lambda_A + \lambda_{PL} + \lambda_{PR} + \lambda_{PT} + \lambda_{PS} \tag{63}$$

$$U_i = \sum_{j=1}^{N_e} U_j \tag{64}$$

$$U_i = U_A + U_{PL} + U_{PR} + U_{PT} + U_{PS} \tag{65}$$

Siendo $\lambda_j$ la tasa promedio de fallas del elemento j y $U_j$ la duración anual de las interrupciones del elemento j, a continuación se anexan las expresiones matemáticas, utilizadas por la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad, que definen estos indicadores de confiabilidad.

$$\lambda_j = \frac{\text{NUMBER OF FAILURES}_j}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{66}$$

$$U_j = \frac{\text{DURATION OF FAILURES}_j}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{67}$$

Donde $\lambda_j$ es la tasa promedio de fallas del elemento j en [fallas / año], $U_j$ es la duración anual de las interrupciones del elemento j en [horas / año], NUMBER OF FAILURES$_j$ es el número de fallas válidas del elemento j que han sido contabilizadas por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, DURATION OF FAILURES$_j$ es la duración en horas de las interrupciones del elemento j calculada por la aplicación previamente relacionada y PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad.

De acuerdo a las expresiones precedentes, la variable j corresponde a uno de cinco elementos físicos posibles, los cuales aparecen relacionados en el capítulo 1 del presente trabajo. De esta manera, se pueden definir los índices de confiabilidad que se presentan a continuación:

$$EENS_j = \frac{\sum_{f=1}^{N_f} \text{DURATION OF FAILURE}_{jf} \times P_{if}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{68}$$

$$ECOST_j = \frac{\sum_{f=1}^{N_f} \text{DURATION OF FAILURE}_{jf} \times P_{if} \times IEAR_{if}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \quad (69)$$

Donde $EENS_j$ es la energía esperada no suministrada asociada al elemento j dada en [unidad de energía / año], $ECOST_j$ es el costo esperado de interrupción asociado al elemento j en [unidades monetarias / año], $P_{if}$ es la potencia media asociada al iésimo nodo primario i que aparece en el registro de falla f en [unidad de potencia], $IEAR_{if}$ es la tasa de valoración de la energía interrumpida del iésimo nodo primario i que aparece en el registro de falla f en [unidad monetaria / unidad de energía], $N_f$ es el número de registros de falla válidos pertenecientes al circuito bajo estudio, DURATION OF FAILURE$_{jf}$ es la duración en horas de la interrupción del elemento j de acuerdo al registro de falla f y PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad.

Tabla 3. Nuevos índices de confiabilidad para el cálculo de la incidencia energética y económica de las fallas asociadas al elemento j

| j | ÍNDICE | DESCRIPCIÓN DEL ÍNDICE DE CONFIABILIDAD |
|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | Energía esperada no suministrada asociada a las fallas activas en el circuito bajo estudio |
| PL | $EENS_{PL}$ | Energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores |
| PR | $EENS_{PR}$ | Energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores |
| PT | $EENS_{PT}$ | Energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) |
| PS | $EENS_{PS}$ | Energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en la red secundaria |
| A | $ECOST_A$ | Costo esperado de interrupción asociado a las fallas activas en el circuito bajo estudio |
| PL | $ECOST_{PL}$ | Costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores |
| PR | $ECOST_{PR}$ | Costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores |
| PT | $ECOST_{PT}$ | Costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) |
| PS | $ECOST_{PS}$ | Costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en la red secundaria |

Fuente: Elaboración propia

Para el presente trabajo las dos formulaciones mostradas con anterioridad generan diez nuevos indicadores, los cuales determinan la incidencia energética y económica de cada elemento físico j. Reemplazando el subíndice j por los subíndices: A, PL, PR, PT y PS se obtienen los índices de confiabilidad que se relacionan en la Tabla 3. Estos índices de confiabilidad son calculados mediante la aplicación desarrollada en Microsoft Excel RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Entre estos indicadores, es de especial importancia $EENS_{PR}$. Este índice permite conocer la energía esperada no suministrada por concepto de fallas que pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores y, en muchos casos, fallas que pueden ser evitadas mediante la poda de los árboles más contiguos a la línea primaria. De esta manera, el índice $EENS_{PR}$ es de gran ayuda a la hora de establecer la factibilidad de la intensificación del programa de poda de árboles por los sectores geográficos que son atravesados por el correspondiente circuito bajo estudio.

Teniendo en cuenta que todo registro de falla tiene asociado un elemento físico j y que la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm clasifica todos y cada uno de los registros de falla válidos para calcular posteriormente $EENS_j$ y $ECOST_j$, se obtienen las propiedades matemáticas que se presentan a continuación, las cuales serán de utilidad para el futuro análisis de los resultados obtenidos a partir del diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio.

$$EENS = \sum_{j=1}^{N_e} EENS_j \tag{70}$$

$$ECOST = \sum_{j=1}^{N_e} ECOST_j \tag{71}$$

Donde EENS es el índice de energía esperada no suministrada del sistema dado en [unidad de energía / año], ECOST es el índice del costo esperado de interrupción del sistema dado en [unidades monetarias / año], $EENS_j$ es la energía esperada no suministrada asociada al elemento j dada en [unidad de energía / año], $ECOST_j$ es el costo esperado de interrupción asociado al elemento j en [unidades monetarias / año] y $N_e$ es el número de elementos cuyas fallas interrumpen el suministro de energía eléctrica en el punto de carga i.

Teniendo en cuenta las expresiones matemáticas presentadas con anterioridad, es posible definir unos nuevos indicadores que resultan de interés para medir la frecuencia y la duración de las fallas que ocurren en un determinado elemento j para todo el circuito bajo estudio. En la Tabla 4 se pueden apreciar estos nuevos indicadores. Las formulaciones matemáticas, que definen estos índices de confiabilidad, se pueden apreciar a continuación:

$$\sum \lambda_j = \sum_{i=1}^{N_n} \lambda_j \tag{72}$$

$$\sum U_j = \sum_{i=1}^{N_n} U_j \quad (73)$$

Donde $\sum \lambda_j$ es la sumatoria de las tasas promedio de fallas del elemento j para el circuito bajo estudio dada en [fallas / año], $\lambda_j$ es la tasa promedio de fallas del elemento j dada en [fallas / año], $\sum U_j$ es la sumatoria de las duraciones anuales de las interrupciones del elemento j para el circuito bajo estudio dada en [horas / año], $U_j$ es la duración anual de las interrupciones del elemento j en [horas / año] y $N_n$ es el número de nodos primarios válidos i con carga asociada que pertenecen al circuito bajo estudio. Como se aprecia en la Tabla 3, j puede tomar uno de los siguientes valores: A, PL, PR, PT y PS.

Tabla 4. Nuevos índices de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para todo el circuito bajo estudio

| ÍNDICE | DESCRIPCIÓN DEL ÍNDICE DE CONFIABILIDAD |
|---|---|
| $\sum \lambda_A$ | Sumatoria de las tasas promedio de fallas activas en los puntos de carga i |
| $\sum \lambda_{PL}$ | Sumatoria de las tasas promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan los puntos de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores en los puntos de carga i |
| $\sum \lambda_{PR}$ | Sumatoria de las tasas promedio de fallas pasivas en la red primaria que afectan los puntos de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores en los puntos de carga i |
| $\sum \lambda_{PT}$ | Sumatoria de las tasas promedio de fallas pasivas en los equipos de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuito primario) asociados a los puntos de carga i |
| $\sum \lambda_{PS}$ | Sumatoria de las tasas promedio de fallas pasivas en las redes secundarias que afectan los puntos de carga i |
| $\sum U_A$ | Sumatoria de las duraciones anuales de las interrupciones activas en los puntos de carga i |
| $\sum U_{PL}$ | Sumatoria de las duraciones anuales de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan los puntos de carga i, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores en los puntos de carga i |
| $\sum U_{PR}$ | Sumatoria de las duraciones anuales de las interrupciones pasivas en la red primaria que afectan los puntos de carga i, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores en los puntos de carga i |
| $\sum U_{PT}$ | Sumatoria de las duraciones anuales de las interrupciones pasivas en los equipos de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuito primario) asociados a los puntos de carga i |
| $\sum U_{PS}$ | Sumatoria de las duraciones anuales de las interrupciones pasivas en las redes secundarias que afectan los puntos de carga i |

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta que la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm calcula los indicadores $\lambda_A$, $\lambda_{PL}$, $\lambda_{PR}$, $\lambda_{PT}$, $U_{PS}$, $U_A$, $U_{PL}$, $U_{PR}$, $U_{PT}$ y $U_{PS}$ para todos y cada uno de los puntos de carga i pertenecientes al circuito bajo estudio es, realmente, innecesario programar el cálculo de los índices de confiabilidad referenciados en la Tabla 4 mediante la aplicación previamente relacionada.

Para el cálculo de los índices que aparecen en la Tabla 4, simplemente, se realiza una sencilla sumatoria en Microsoft Excel por columna para cada uno de los elementos j que aparecen en la hoja de cálculo INPUT-DATA, la cual hace parte del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls.

Tomando en cuenta que todo registro de falla tiene asociado un elemento físico j y la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm clasifica todos y cada uno de los registros de falla válidos para calcular posteriormente $\lambda_j$ y $U_j$, se obtienen las propiedades matemáticas y los nuevos índices de confiabilidad que se presentan a continuación, los cuales serán de utilidad para el futuro análisis de los resultados obtenidos a partir del diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio.

$$\lambda_{circuit} = \sum_{i=1}^{N_n} \lambda_i = \sum_{j=1}^{N_e} \Sigma \lambda_j \tag{74}$$

$$U_{circuit} = \sum_{i=1}^{N_n} U_i = \sum_{j=1}^{N_e} \Sigma U_j \tag{75}$$

Donde $\lambda_{circuit}$ es la tasa promedio de fallas del circuito bajo estudio en [fallas / año], $U_{circuit}$ es la duración anual de las interrupciones del circuito bajo estudio en [horas / año], $\lambda_i$ es la tasa promedio de fallas en el punto de carga i en [fallas / año], $U_i$ es la duración anual de las interrupciones en el punto de carga i en [horas / año], $\Sigma \lambda_j$ es la sumatoria de las tasas promedio de fallas del elemento j para el circuito bajo estudio dada en [fallas / año], $\Sigma U_j$ es la sumatoria de las duraciones anuales de las interrupciones del elemento j para el circuito bajo estudio dada en [horas / año], $N_n$ es el número de nodos primarios válidos i con carga asociada que pertenecen al circuito bajo estudio y $N_e$ es el número de elementos cuyas fallas interrumpen el suministro de energía eléctrica en el punto de carga i.

Los nuevos índices de confiabilidad $\lambda_{circuit}$ y $U_{circuit}$ están dirigidos hacia el cálculo del promedio de todas las fallas y duraciones anuales que aparecen en el circuito bajo estudio, lo cual representa una estadística importante a la hora de comparar el desempeño de los circuitos de distribución de energía eléctrica. Los indicadores $\lambda_{circuit}$ y $U_{circuit}$ serán de gran utilidad en el capítulo 5 del presente trabajo. Estos indicadores no son calculados por la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio, puesto que corresponden a sumatorias elementales que se pueden realizar en el archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls.

Igualmente y teniendo en cuenta que todo registro de falla cuenta con su respectiva causal de interrupción, se obtienen las propiedades matemáticas que se presentan a continuación, las cuales serán de utilidad para el futuro análisis de los resultados obtenidos a partir del diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio.

$$\lambda_{circuit} = \sum_{c=1}^{N_c} \lambda_{cause} \tag{76}$$

$$U_{circuit} = \sum_{c=1}^{N_c} U_{cause} \tag{77}$$

Donde $\lambda_{circuit}$ es la tasa promedio de fallas del circuito bajo estudio en [fallas / año], $U_{circuit}$ es la duración anual de las interrupciones del circuito bajo estudio en [horas / año], $\lambda_{cause}$ es la tasa promedio de fallas asociadas a la causa de falla cause en [fallas / año], $U_{cause}$ es la duración anual de interrupciones asociadas a la causa de falla cause en [horas / año] y $N_c$ es el número de causales de falla utilizadas por el operador de red bajo estudio.

Para todo operador de red es de especial importancia conocer la frecuencia de las fallas ocurridas en todos y cada uno de los barrios y sectores del área geográfica que son alimentados por el mismo operador de red. Para el presente trabajo se definieron dos índices de confiabilidad que permiten sectorizar las fallas ocurridas en el espacio geográfico alimentado por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Estos índices de confiabilidad son:

$$\lambda_{\text{cause per neighborhood}} = \frac{\sum_{f=1}^{N_f} \text{NEIGHBORHOOD COEFFICIENT}_{\text{cause}f}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{78}$$

$$\lambda_{neighborhood} = \sum_{c=1}^{N_c} \lambda_{\text{cause per neighborhood}} \tag{79}$$

Donde:

$\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$ es la tasa promedio de fallas asociadas a la causa de falla cause para el barrio o sector neighborhood, dada en [fallas / año].

$N_f$ es el número de registros de falla válidos pertenecientes al circuito bajo estudio.

$\lambda_{neighborhood}$ es la tasa promedio de fallas asociada al barrio o sector neighborhood para el circuito bajo estudio, dada en [fallas / año].

PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad

NEIGHBORHOOD COEFFICIENT$_{causef}$ es el coeficiente de barrio o sector. El coeficiente de barrio o sector es igual a 1 si el punto de carga i, reportado en el registro de falla f, pertenece al barrio o sector neighborhood y, además de esto, la causa de falla cause aparece reportada en el registro de falla f. En el resto de los casos el coeficiente del barrio o sector es igual a 0.

$N_C$ es el número de causales de falla utilizadas por el operador de red bajo estudio.

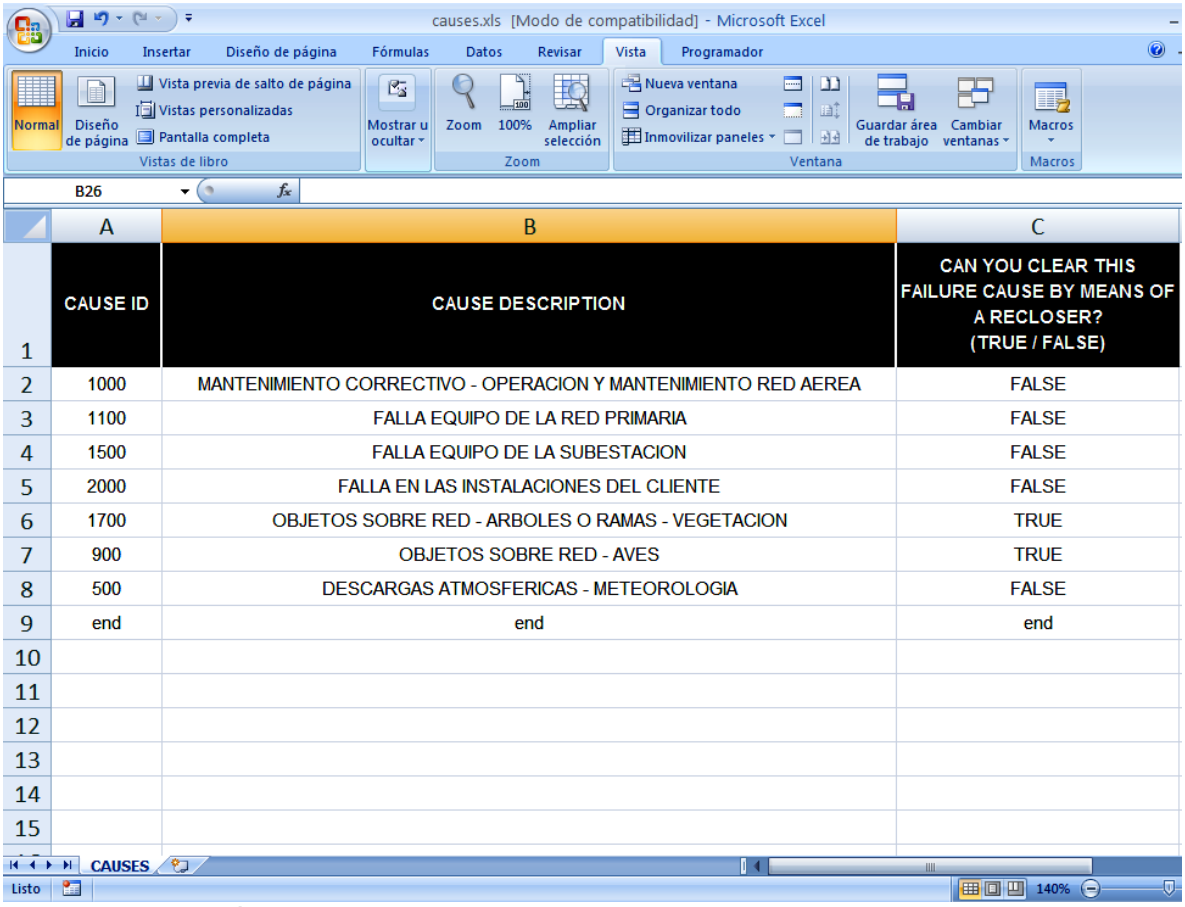
La aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, para el presente trabajo, calcula el indicador $\lambda_{cause\ per\ neighborhood}$ para todas las causales de falla utilizadas por el operador de red y para todos los barrios y sectores que son atravesados por el circuito bajo estudio. Es innecesario programar la determinación de los índices $\lambda_{neighborhood}$ porque para calcularlos se realiza una sencilla sumatoria en Microsoft Excel por cada columna de cada barrio o sector en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls.

## 2.2 INFORMACIÓN INICIAL PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD EN LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO

La metodología que se propone en el presente trabajo está orientada hacia el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados y la determinación de las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica para un único circuito radial de distribución de energía eléctrica perteneciente a la Unidad Estratégica del Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Para calcular los índices de confiabilidad seleccionados es necesario, en primer lugar, determinar los datos de entrada previamente descritos en el capítulo 1 del presente trabajo. La aplicación desarrollada en Microsoft Excel RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm determina las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica en el circuito bajo estudio y calcula los datos de entrada necesarios y suficientes para hallar posteriormente los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito bajo análisis.

La información requerida por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm corresponde a la información inicial para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio. Esta información tiene que ser consultada, calculada y suministrada por la Unidad Estratégica del Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Para entender los componentes que hacen parte de la información inicial a ser suministrada por el operador de red bajo estudio es necesario, en primer lugar, mencionar las variables que calcula la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Las variables que calcula RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm están relacionadas con los datos de entrada relacionados en el capítulo 1 y los nuevos índices de confiabilidad previamente desarrollados. Los datos de entrada mencionados con anterioridad son: El código del nodo primario, $\lambda_A$, $\lambda_{PL}$, $\lambda_{PR}$, $\lambda_{PT}$, $\lambda_{PS}$, $U_A$, $U_{PL}$, $U_{PR}$, $U_{PT}$, $U_{PS}$, $MONEY_i$, $ENERGY_i$, $IEAR_i$, $N_i$ y $P_i$. Los nuevos índices de confiabilidad previamente desarrollados a ser calculados por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm son: $\lambda_{PL}$, $\lambda_{PR}$, $\lambda_{PT}$, $\lambda_{PS}$, $U_{PL}$, $U_{PR}$, $U_{PT}$, $U_{PS}$, $\lambda_{cause}$, $U_{cause}$, $EENS_{cause}$, $ECOST_{cause}$, $EENS_A$, $EENS_{PL}$, $EENS_{PR}$, $EENS_{PT}$, $EENS_{PS}$, $ECOST_A$, $ECOST_{PL}$, $ECOST_{PR}$, $ECOST_{PT}$, $ECOST_{PS}$ y $\lambda_{cause\ per\ neighborhood}$.

Figura 3. Ejemplo del archivo causes.xls




| | A | B | C |
|---|---|---|---|
| 1 | CAUSE ID | CAUSE DESCRIPTION | CAN YOU CLEAR THIS FAILURE CAUSE BY MEANS OF A RECLOSER? (TRUE / FALSE) |
| 2 | 1000 | MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | FALSE |
| 3 | 1100 | FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA | FALSE |
| 4 | 1500 | FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | FALSE |
| 5 | 2000 | FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | FALSE |
| 6 | 1700 | OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | TRUE |
| 7 | 900 | OBJETOS SOBRE RED - AVES | TRUE |
| 8 | 500 | DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA | FALSE |
| 9 | end | end | end |
| 10 | | | |
| 11 | | | |
| 12 | | | |
| 13 | | | |
| 14 | | | |
| 15 | | | |

Fuente: Elaboración propia

La información requerida por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm corresponde a dos archivos de información inicial en Microsoft Excel. Estos archivos son circuit.xls y causes.xls. Se requieren dos archivos porque son dos objetivos diferentes, a saber: El cálculo de los datos de entrada de confiabilidad y la determinación de las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica. A continuación se explicará el contenido de circuit.xls y causes.xls.

El archivo de causales de eventos de falla, causes.xls, reúne las causas por las cuales se presentan interrupciones en el suministro de energía eléctrica a los usuarios. Este archivo contiene una única hoja de cálculo llamada CAUSES. La hoja de cálculo CAUSES reúne las siguientes columnas: CAUSE ID, CAUSE DESCRIPTION y CAN YOU CLEAR THIS FAILURE CAUSE BY MEANS OF A RECLOSER? (TRUE / FALSE).

La columna CAUSE ID reúne todos los códigos de las causas que originan fallas en el sistema de potencia perteneciente al operador de red bajo estudio. La columna CAUSE DESCRIPTION reúne todas las descripciones de las causas que originan fallas en el sistema de potencia bajo estudio.

La columna CAN YOU CLEAR THIS FAILURE CAUSE BY MEANS OF A RECLOSER? (TRUE / FALSE) reúne las respuestas a la pregunta ¿Esta causa de falla puede ser despejada mediante la instalación aguas arriba de un reconectador? Si la respuesta es positiva se escribe TRUE. Si la respuesta es negativa se escribe FALSE. Esta última columna es fundamental para el cálculo de los indicadores $\lambda_{PR}$ y $U_{PR}$. Un ejemplo del archivo causes.xls se puede apreciar en la Figura 3.

El archivo de información inicial del circuito bajo estudio, circuit.xls, reúne el resto de la información necesaria y suficiente para realizar el diagnóstico de la confiabilidad sobre el circuito de interés. Este archivo contiene cuatro hojas de cálculo, a saber: BASIC-DATA, FINANCIAL-INFORMATION, NODE-INFORMATION y FAILURES. Teniendo en cuenta el formato de la información suministrada por la Unidad Estratégica del Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, el archivo circuit.xls es un archivo que puede contener casi la totalidad de la información inicial de un conjunto de circuitos, los cuales están conectados a una determinada subestación del operador de red bajo estudio. De esta manera, la información contenida en las hojas de cálculo FINANCIAL-INFORMATION, NODE-INFORMATION y FAILURES puede corresponder a casi la totalidad de la información inicial de todos y cada uno de los circuitos pertenecientes a una misma subestación.

La hoja de cálculo BASIC-DATA es la encargada de definir sobre cuál circuito se va a realizar el cálculo de los datos de entrada de confiabilidad y la determinación de las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica. Los datos básicos requeridos por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm se encuentran contenidos en la hoja de cálculo BASIC-DATA. Estos datos básicos son: CIRCUIT, CIRCUIT CODE, PERIOD UNDER ANALYSIS, START DATE y FINAL DATE. El dato básico CIRCUIT corresponde al nombre del circuito bajo estudio, tal como aparece en la hoja de cálculo FINANCIAL-INFORMATION. Esta información se digita en la celda B1 de la hoja de cálculo BASIC-DATA. El dato básico CIRCUIT CODE corresponde al código del circuito bajo estudio, tal como aparece en la columna CIRCUIT CODE de la hoja de cálculo FAILURES. Esta información se digita en la celda B2 de la hoja de cálculo BASIC-DATA. El dato básico PERIOD UNDER ANALYSIS corresponde al periodo de tiempo en años para el cual se va a realizar el diagnóstico de la confiabilidad. Esta información se digita en la celda B3 de la hoja de cálculo BASIC-DATA. El dato básico PERIOD UNDER ANALYSIS es de suma importancia porque, en términos prácticos, la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm utiliza las siguientes formulaciones matemáticas para calcular las tasas promedio de fallas $\lambda$ y las duraciones anuales de las interrupciones U.

$$\lambda = \frac{\text{NUMBER OF FAILURES}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{80}$$

$$U = \frac{\text{DURATION OF FAILURES}}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{81}$$

Donde $\lambda$ es la tasa promedio de fallas en [fallas / año], U es la duración anual de las interrupciones en [horas / año], NUMBER OF FAILURES es el número de fallas válidas contadas por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, DURATION OF FAILURES es la duración acumulada en horas calculada por la aplicación previamente relacionada y PERIOD UNDER ANALYSIS es el periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad.

El dato básico START DATE corresponde a la fecha a partir de la cual se comienza a revisar la hoja de cálculo FAILURES. Esta información se digita en la celda B4 de la hoja de cálculo BASIC-DATA. Es de carácter obligatorio que la fecha que se digite en la celda B4 aparezca en la columna OPENING DATE de la hoja de cálculo FAILURES teniendo en cuenta, lógicamente, la diferencia de formatos entre la columna y la celda previamente descritas.

El dato básico FINAL DATE corresponde a la fecha final más allá de la cual se interrumpe la revisión de la hoja de cálculo FAILURES. Esta información se digita en la celda B5 de la hoja de cálculo BASIC-DATA. Es de carácter obligatorio que la fecha que se digite en la celda B5 aparezca en la columna OPENING DATE de la hoja de cálculo FAILURES teniendo en cuenta, lógicamente, la diferencia de formatos entre la columna y la celda previamente descritas. Por ejemplo, si en la celda B4 o en la celda B5 de la hoja de cálculo BASIC-DATA se digita 01/01/2015, es de carácter obligatorio que en la columna OPENING DATE de la hoja de cálculo FAILURES aparezca, por lo menos, una celda que contenga un valor de fecha equivalente al primero de enero del 2015, como 01/01/2015 20:11.

Por las características del formato de la información entregada por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, la hoja de cálculo FINANCIAL-INFORMATION reúne la información financiera de los nodos primarios conectados a un determinado circuito o subestación perteneciente al operador de red bajo estudio. La hoja de cálculo FINANCIAL-INFORMATION reúne las siguientes columnas: NODE, CIRCUIT, $MONEY_i$ (CURRENCY) y $ENERGY_i$ (kWh).

La columna NODE reúne el listado de los puntos de carga i, mejor conocidos como los nodos primarios con transformador asociado. La columna CIRCUIT recoge los nombres de los circuitos que corresponden a cada uno de los nodos primarios previamente relacionados. La columna $MONEY_i$ (CURRENCY) reúne las magnitudes correspondientes al valor total facturado del último mes por concepto de energía activa consumida por los usuarios conectados en el punto de carga i (tomando en cuenta, únicamente, el costo unitario variable de cada usuario). La columna $ENERGY_i$ (kWh) reúne las magnitudes correspondientes al consumo total de energía activa del último mes, el cual fue facturado a los usuarios conectados en el punto de carga i.

Por las características del formato de la información entregada por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, la hoja de cálculo NODE-INFORMATION reúne la información faltante de los nodos primarios conectados a un determinado circuito o subestación perteneciente al operador de red bajo estudio. La hoja de cálculo NODE-INFORMATION reúne las siguientes columnas: NODE, NEIGHBORHOOD, $N_i$ (USERS) y AVERAGE MONTHLY ENERGY CONSUMPTION IN THE LAST YEAR $ENERGY_{AVERAGE\text{-}i}$ (kWh).

La columna NODE reúne el listado de los puntos de carga i, mejor conocidos como los nodos primarios con transformador asociado. La columna NEIGHBORHOOD recoge los nombres de los barrios y sectores asociados a los nodos primarios previamente relacionados. La columna $N_i$ (USERS) reúne el número de usuarios conectados en el punto de carga i. De acuerdo a diálogo sostenido con el Departamento de Planeación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, la columna $N_i$ (USERS) solo incluirá los usuarios que hayan tenido un consumo promedio mensual facturado de energía activa superior a 0 kWh para el último año.

La columna AVERAGE MONTHLY ENERGY CONSUMPTION IN THE LAST YEAR $ENERGY_{AVERAGE\text{-}i}$ (kWh) reúne los valores correspondientes al consumo promedio mensual facturado de energía activa del punto de carga i para el último año. De acuerdo a la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad para cada punto de carga i se tiene:

$$P_i = ENERGY_{AVERAGE\text{-}i} \times (1 / 720) \quad (82)$$

Donde $P_i$ es la potencia media asociada a la carga que está alimentada desde el punto de carga i en kW, $ENERGY_{AVERAGE\text{-}i}$ es el consumo promedio mensual facturado de energía activa del punto de carga i para el último año en kWh y 720 es el número de horas por mes calendario. Para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio, $ENERGY_{AVERAGE\text{-}i}$ fue calculado a partir de los consumos mensuales de energía activa tomados desde el mes de julio del 2014 hasta el mes de junio del 2015 de acuerdo a decisión tomada por el Departamento de Planeación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP.

Por las características del formato de la información entregada por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, la hoja de cálculo FAILURES reúne los registros de falla de los nodos primarios conectados a un determinado circuito o subestación perteneciente al operador de red bajo estudio. La hoja de cálculo FAILURES incluye las siguientes columnas: OPENING EVENT, CLOSING EVENT, TYPE OF FAILURE, OPENING DATE, DURATION (MINUTES), CIRCUIT CODE, NODE, CAUSE CODE, CAUSE DESCRIPTION y OBSERVATIONS.

Las columnas OPENING EVENT y CLOSING EVENT corresponden a los códigos de los eventos de corte y de cierre para un único nodo primario i. De esta manera, un evento de falla, que dejó sin energía a un determinado número n de nodos primarios, tendrá n registros de falla consecutivos, para los cuales, los valores contenidos en la columna OPENING EVENT serán iguales. De la misma manera, un evento de falla, que dejó sin energía a un determinado número n de nodos primarios, tendrá n registros de falla consecutivos, para los cuales, los valores contenidos en la columna CLOSING EVENT serán idénticos. La columna TYPE OF FAILURE define si el registro de falla corresponde a una falla activa o a una falla pasiva. Por las características del formato de la información entregada por la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, si el contenido de la columna TYPE OF FAILURE es igual a Red se tiene un registro de falla pasivo. Si el contenido de la columna TYPE OF FAILURE es igual a S/E se tiene un registro de falla activo.

La columna OPENING DATE reúne las fechas y los horarios a partir de los cuales se produjo el registro de falla correspondiente. El formato utilizado por la columna OPENING DATE es dd/mm/yyyy hh:mm.

La columna DURATION (MINUTES) recoge la duración en minutos por registro de falla correspondiente. La columna CIRCUIT CODE corresponde al código del circuito al cual pertenece el nodo primario i que aparece en la columna NODE de la hoja de cálculo FAILURES.

Las columnas CAUSE CODE y CAUSE DESCRIPTION reúnen el código de la causal de falla y la descripción de la causa de interrupción para los registros de falla contenidos en la hoja de cálculo FAILURES. La columna OBSERVATIONS recoge las observaciones técnicas asociadas a cada registro de falla contenido en la hoja de cálculo FAILURES.

Aprovechando los contenidos hasta ahora revisados, a continuación se realiza una breve explicación del algoritmo utilizado por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para calcular los indicadores asociados a la tasa promedio de fallas del elemento j, $\lambda_j$, y a la duración anual de las interrupciones del elemento j, $U_j$, para registros de falla válidos. Precisamente, $\lambda_j$ y $U_j$ están definidos como se visualiza a continuación:

$$\lambda_j = \frac{\text{NUMBER OF FAILURES}_j}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{83}$$

$$U_j = \frac{\text{DURATION OF FAILURES}_j}{\text{PERIOD UNDER ANALYSIS}} \tag{84}$$

RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, a nivel general, primero contabiliza NUMBER OF FAILURES y DURATION OF FAILURES incluyendo, lógicamente, NUMBER OF FAILURES$_j$ y DURATION OF FAILURES$_j$. Una vez se termina el conteo y el cálculo de estas variables RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm divide el valor de los numeradores entre el valor asignado a PERIOD UNDER ANALYSIS. De esta manera, se calculan las tasas promedio de fallas del elemento j, $\lambda_j$, y las duraciones anuales de las interrupciones del elemento j, $U_j$.

La forma en la cual RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm clasifica los registros de falla para calcular posteriormente NUMBER OF FAILURES$_j$ y DURATION OF FAILURES$_j$ es la siguiente: En primer lugar, si el registro de falla bajo estudio presenta un valor de celda de la columna TYPE OF FAILURE igual a S/E, simplemente, se trata de un registro de falla activo (incidencia sobre $\lambda_A$ y $U_A$).

De lo contrario, se trata de un registro de falla pasivo donde la aplicación bajo estudio verifica si la causal reportada para el registro de falla presenta un valor igual a TRUE en la columna CAN YOU CLEAR THIS FAILURE CAUSE BY MEANS OF A RECLOSER? (TRUE / FALSE), perteneciente a la hoja de cálculo CAUSES del archivo causes.xls. Si esto es cierto RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm clasifica el registro como una falla pasiva en la red primaria que afecta el punto de carga i, la cual puede ser despejada mediante la instalación de reconectadores (incidencia sobre $\lambda_{PR}$ y $U_{PR}$). Si la anterior condición no se cumple RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm verifica la existencia de las palabras transformador o trafo dentro de la celda de la columna OBSERVATIONS para el registro de falla bajo estudio. Si lo anterior se cumple la aplicación clasifica el registro como una falla pasiva en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afecta el punto de carga i (incidencia sobre $\lambda_{PT}$ y $U_{PT}$). Si la anterior condición no se cumple la aplicación verifica la existencia de las palabras secundaria o secundario dentro de la celda de la columna OBSERVATIONS para el registro de falla bajo estudio. Si lo anterior se cumple RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm clasifica el registro como una falla pasiva en la red secundaria que afecta el punto de carga i (incidencia sobre $\lambda_{PS}$ y $U_{PS}$). Si la anterior condición no se cumple la aplicación verifica si el número de nodos primarios afectados por el evento de falla correspondiente es igual a 1. Si lo anterior se cumple la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm clasifica el registro como una falla pasiva en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario) que afecta el punto de carga i (incidencia sobre $\lambda_{PT}$ y $U_{PT}$). De lo contrario RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm clasifica el registro como una falla pasiva en la red primaria que afecta el punto de carga i, la cual no puede ser despejada mediante la instalación de reconectadores (incidencia sobre $\lambda_{PL}$ y $U_{PL}$).

Es importante aclarar las características propias de los registros de falla válidos. Un registro de falla se considera válido si cumple las condiciones que se relacionan a continuación:

En primer lugar, el registro de falla tiene que corresponder a una interrupción asociada al circuito bajo estudio. En segundo lugar, la fecha en la cual ocurrió la falla no puede ser anterior a la fecha que aparece en la celda START DATE de la hoja de cálculo BASIC-DATA. En tercer lugar, la fecha en la cual ocurrió la falla no puede ser posterior a la fecha que aparece en la celda FINAL DATE de la hoja de cálculo BASIC-DATA. En cuarto lugar, el nodo primario con transformador asociado, que aparece en el registro de falla bajo revisión, tiene que aparecer en el listado de los nodos primarios válidos con transformador asociado pertenecientes al circuito bajo estudio de acuerdo a las hojas de cálculo FINANCIAL-INFORMATION y NODE-INFORMATION. Esta última condición es indispensable por el proceso de reconfiguración de circuitos y por la permanente actualización de las redes de distribución dada por la continua conexión y desconexión de cargas.

Aprovechando los contenidos y las formulaciones matemáticas hasta ahora presentadas, a continuación se justifica la escogencia de los componentes de la información inicial para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio. De esta manera, en la Tabla 5 se hallará la justificación de todas y cada una de las variables contenidas en los archivos causes.xls y circuit.xls.

Tabla 5. Justificación de la escogencia de los componentes de la información inicial para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio

| ARCHIVO | HOJA DE CÁLCULO | NOMBRE DE LA COLUMNA O CELDA CORRESPONDIENTE | JUSTIFICACIÓN |
|---|---|---|---|
| causes.xls | CAUSES | CAUSE ID | Para la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad es indispensable identificar todos y cada uno de los códigos de las causas que originan fallas en el circuito bajo estudio para poder contabilizar $\lambda_{cause}$, $U_{cause}$, $EENS_{cause}$ y $ECOST_{cause}$ |
| causes.xls | CAUSES | CAUSE DESCRIPTION | El usuario de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad requiere saber la descripción de las causas que originan fallas en el circuito bajo estudio |
| causes.xls | CAUSES | CAN YOU CLEAR THIS FAILURE CAUSE BY MEANS OF A RECLOSER? | Esta columna ayuda a calcular los indicadores $\lambda_{PR}$ y $U_{PR}$ |
| circuit.xls | BASIC-DATA | CIRCUIT | Lo primero que se tiene que conocer para la realización de los cálculos requeridos es el nombre del circuito sobre el cual se va a realizar el diagnóstico de la confiabilidad |
| circuit.xls | BASIC-DATA | CIRCUIT CODE | Para poder intercambiar información con la hoja de cálculo FAILURES es indispensable conocer el código del circuito bajo estudio |
| circuit.xls | BASIC-DATA | PERIOD UNDER ANALYSIS | Este dato es indispensable para el cálculo de un alto número de índices de confiabilidad previamente definidos |
| circuit.xls | BASIC-DATA | START DATE, FINAL DATE | Estos datos son indispensables para seleccionar los registros de falla válidos, mediante los cuales se calculan todos los índices de confiabilidad previamente relacionados |
| circuit.xls | FINANCIAL-INFORMATION | NODE | Para poder intercambiar información con las otras hojas de cálculo del archivo circuit.xls es indispensable conocer el código del nodo primario con transformador asociado |
| circuit.xls | FINANCIAL-INFORMATION | CIRCUIT | Este dato es indispensable para seleccionar los nodos primarios pertenecientes al circuito bajo estudio |
| circuit.xls | FINANCIAL-INFORMATION | $MONEY_i$ (CURRENCY) $ENERGY_i$ (kWh) | Estos datos son indispensables para calcular el índice $IEAR_i$ |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. (Continuación)

| ARCHIVO | HOJA DE CÁLCULO | NOMBRE DE LA COLUMNA O CELDA CORRESPONDIENTE | JUSTIFICACIÓN |
|---|---|---|---|
| circuit.xls | NODE-INFORMATION | NODE | Para poder intercambiar información con las otras hojas de cálculo del archivo circuit.xls es indispensable conocer el código del nodo primario con transformador asociado |
| circuit.xls | NODE-INFORMATION | NEIGHBORHOOD | Este dato es indispensable para el cálculo de $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$ |
| circuit.xls | NODE-INFORMATION | $N_i$ (USERS) | Este valor corresponde a uno de los datos de entrada que son entregados por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm |
| circuit.xls | NODE-INFORMATION | AVERAGE MONTHLY ENERGY CONSUMPTION IN THE LAST YEAR $ENERGY_{AVERAGE\text{-}i}$ (kWh) | Mediante $ENERGY_{AVERAGE\text{-}i}$ es posible el cálculo de $P_i$. $P_i$ es un dato indispensable para calcular $ECOST_{cause}$, $EENS_{cause}$ más todos los índices $EENS_j$ y $ECOST_j$ |
| circuit.xls | FAILURES | OPENING EVENT CLOSING EVENT | Estos datos son indispensables para calcular el número de nodos primarios afectados por un determinado evento de falla. Esta información es de gran utilidad para el cálculo de $\lambda_{PT}$, $U_{PT}$, $\lambda_{PL}$ y $U_{PL}$ |
| circuit.xls | FAILURES | TYPE OF FAILURE | Este dato es indispensable para calcular $\lambda_A$ y $U_A$ |
| circuit.xls | FAILURES | OPENING DATE | Este dato es indispensable para seleccionar los registros de falla válidos, mediante los cuales se calculan todos los índices de confiabilidad previamente relacionados |
| circuit.xls | FAILURES | DURATION (MINUTES) | Este dato es indispensable para calcular todas las duraciones anuales de las interrupciones U. Igualmente, este dato es de gran ayuda para calcular $ECOST_{cause}$, $EENS_{cause}$ más todos los índices $EENS_j$ y $ECOST_j$ |
| circuit.xls | FAILURES | CIRCUIT CODE | Para poder intercambiar información con la hoja de cálculo BASIC-DATA es indispensable conocer el código del circuito bajo estudio |
| circuit.xls | FAILURES | NODE | Para poder intercambiar información con las otras hojas de cálculo del archivo circuit.xls es indispensable conocer el código del nodo primario con transformador asociado |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. (Continuación)

| ARCHIVO | HOJA DE CÁLCULO | NOMBRE DE LA COLUMNA O CELDA CORRESPONDIENTE | JUSTIFICACIÓN |
|---|---|---|---|
| circuit.xls | FAILURES | CAUSE CODE | Para la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad es indispensable identificar todos y cada uno de los códigos de las causas que originan fallas en el circuito bajo estudio para poder contabilizar $\lambda_{cause}$, $U_{cause}$, $EENS_{cause}$ y $ECOST_{cause}$ |
| circuit.xls | FAILURES | CAUSE DESCRIPTION | El usuario de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad requiere saber la descripción de las causas que originan fallas en el circuito bajo estudio |
| circuit.xls | FAILURES | OBSERVATIONS | Esta información es indispensable para calcular $\lambda_{PT}$, $U_{PT}$, $\lambda_{PS}$ y $U_{PS}$ |

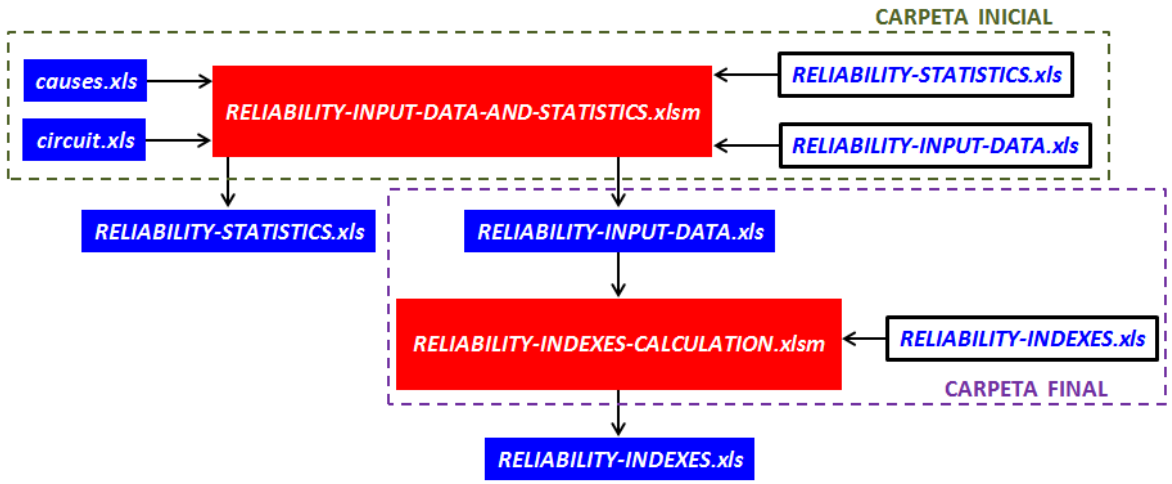
Fuente: Elaboración propia

# 3. FUNDAMENTOS Y COMPROBACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD

## 3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD

En la Figura 4 se puede apreciar el diagrama de bloques de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad que se construyó para evaluar la confiabilidad de un único circuito radial de distribución de energía eléctrica perteneciente a la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. De esta manera, se requiere ejecutar la metodología propuesta el número de veces que sea necesario para poder realizar el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio.

Figura 4. Diagrama de bloques de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad




Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la Figura 4, RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, en la carpeta inicial, tiene que estar acompañado por los archivos de información inicial, causes.xls y circuit.xls, los cuales tienen que estar completamente llenos y diligenciados, tal como se explicó en el capítulo 2 del presente trabajo. Igualmente, en la carpeta inicial RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm tiene que estar acompañado por los dos archivos de salida de datos en Microsoft Excel: RELIABILITY-INPUT-DATA.xls y RELIABILITY-STATISTICS.xls, los cuales tienen que estar vacíos conservando, únicamente, las hojas de cálculo preestablecidas y los títulos correspondientes de cada columna y de cada celda bajo el presente diseño de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad. Con todos los archivos en la carpeta inicial se procede a ejecutar la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Esta aplicación completa el contenido de los archivos de salida de datos, RELIABILITY-INPUT-DATA.xls y RELIABILITY-STATISTICS.xls. El archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, ya procesado por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, entrega todos y cada uno de los valores calculados para los datos de entrada que se relacionan en el capítulo 1 del presente trabajo.

El archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls, una vez procesado por la aplicación previamente relacionada, entrega todos y cada uno de los valores calculados para los correspondientes nuevos índices de confiabilidad que se definieron con anterioridad. Mediante estos indicadores se calculan los demás índices contemplados en el capítulo 2 del presente trabajo. Con el cálculo de todos los indicadores definidos en el capítulo 2 el usuario de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad está en la capacidad de hallar para el circuito bajo estudio: La frecuencia de falla de las causales de interrupción, la duración acumulada de las causales de interrupción, la incidencia energética y financiera de las causas de falla utilizadas por el operador de red bajo estudio, la frecuencia de falla de los elementos que hacen parte del sistema de potencia bajo estudio, la duración acumulada de falla de los elementos que hacen parte del sistema de potencia bajo estudio, la incidencia energética y financiera de las interrupciones ocasionadas por los elementos que hacen parte del sistema de potencia bajo estudio y la frecuencia de falla asociada a cada barrio o sector por el que transita el circuito bajo estudio.

De esta manera, RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm es una nueva herramienta para el diagnóstico de la confiabilidad a ser utilizada sobre cualquier circuito radial de distribución de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP.

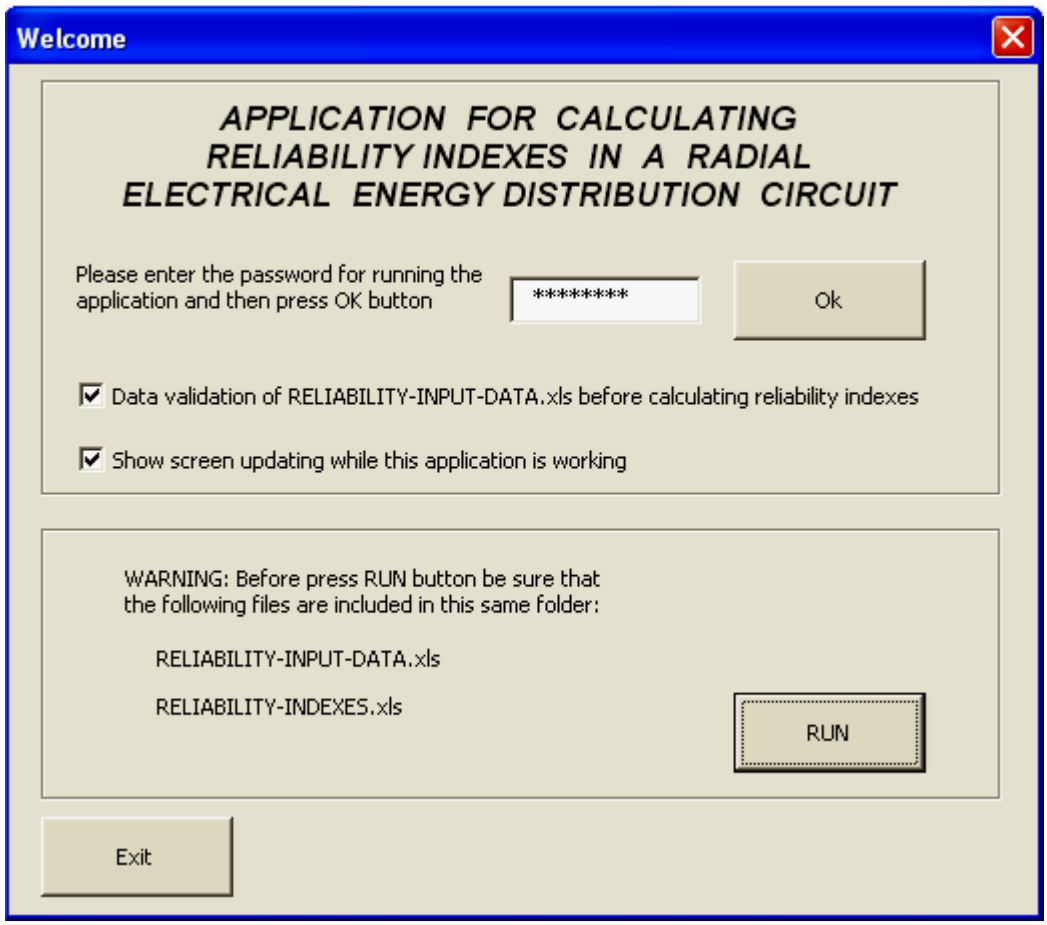
Con el archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, completamente procesado por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, más el archivo de salida de datos, RELIABILITY-INDEXES.xls, más RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm se completa el contenido de la carpeta final como se puede apreciar en la Figura 4. El archivo de salida de datos, RELIABILITY-INDEXES.xls, inicialmente, tiene que estar vacío conservando, únicamente, las hojas de cálculo preestablecidas y los títulos correspondientes de cada columna y de cada celda bajo el presente diseño de la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad. Con todos los archivos en la carpeta final se procede a ejecutar RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm. Esta aplicación completa el contenido del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El archivo RELIABILITY-INDEXES.xls, una vez ha sido procesado por la aplicación previamente relacionada, entrega todos y cada uno de los valores calculados para los índices de confiabilidad seleccionados que se escogieron en el capítulo 1 del presente trabajo.

## 3.2 FUNDAMENTOS GENERALES Y COMPROBACIÓN MEDIANTE DOS CASOS DE APLICACIÓN DE RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm

La aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm es alimentada por el archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. Esta aplicación tiene como objeto calcular los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito de distribución bajo estudio. La aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm completa el informe final en el cual están contenidos los valores calculados de los índices de confiabilidad seleccionados. Este informe final corresponde al archivo RELIABILITY-INDEXES.xls.

La aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm presenta el procedimiento reliability_indexes_calculation. El procedimiento reliability_indexes_calculation incluye dos importantes funciones, a saber: input_data_validation e indexes_calculation. A través de la función input_data_validation el procedimiento valida los datos que aparecen en el archivo de entrada de datos RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. Los índices de confiabilidad seleccionados son calculados a través de la función indexes_calculation.

Figura 5. Interfaz asociada al procedimiento reliability_indexes_calculation

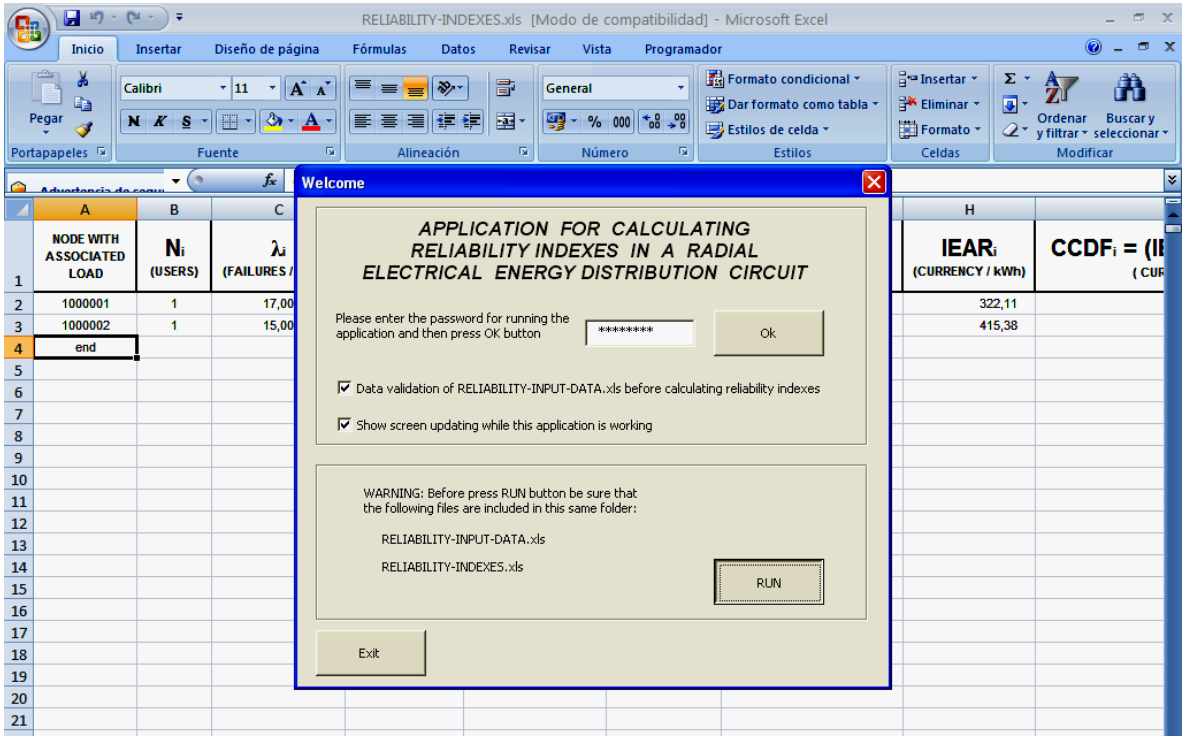



Fuente: Elaboración propia

Al comienzo del procedimiento reliability_indexes_calculation se ejecuta la función a_file_is_missing. Si falta el archivo de entrada o salida de información en la misma carpeta donde se encuentra la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm, la función a_file_is_missing le entrega la orden a reliability_indexes_calculation para que la aplicación se salga de operación. De esta manera, el usuario de la aplicación tiene que guardar en una misma carpeta: RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm, el archivo de entrada de datos RELIABILITY-INPUT-DATA.xls y el archivo de salida de datos RELIABILITY-INDEXES.xls. Si falta uno solo de estos archivos la función a_file_is_missing entrega un mensaje de error y la aplicación sale de operación.

Si no falta ningún archivo reliability_indexes_calculation verifica que la casilla Data validation of RELIABILITY-INPUT-DATA.xls before calculating reliability indexes se encuentre activada. Si esta casilla, efectivamente, se encuentra activada el procedimiento reliability_indexes_calculation ejecuta input_data_validation. En caso contrario, reliability_indexes_calculation ejecuta, directamente, indexes_calculation. Si el usuario de la macro deja activada la casilla Show screen updating while this application is working el procedimiento bajo estudio ejecuta la aplicación mostrando los diferentes pantallazos que se obtienen por el trabajo desarrollado por las funciones asociadas a reliability_indexes_calculation, como se puede visualizar en la Figura 6.

Figura 6. Operación del procedimiento reliability_indexes_calculation con la casilla Show screen updating while this application is working activada



Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en las figuras 5 y 6, es necesario que el usuario presione el botón RUN para correr la aplicación. El botón Exit le permite al usuario cerrar la aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm antes de ser ejecutada.

RELIABILITY-INDEXES.xls tiene dos hojas de cálculo, a saber: INITIAL-CALCULATIONS y RELIABILITY-INDEXES. En la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS se realizan los primeros cálculos orientados hacia la determinación de los índices de confiabilidad que aparecen en la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES. RELIABILITY-INDEXES reúne los valores calculados para los índices de confiabilidad seleccionados en el presente trabajo para un determinado circuito radial de distribución de energía eléctrica.

Las columnas contenidas en la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS son: NODE WITH ASSOCIATED LOAD, $N_i$ (USERS), $\lambda_i$ (FAILURES / YEAR), $U_i$ (HOURS / YEAR), $r_i = U_i / \lambda_i$ (HOURS / FAILURE), $P_i$ (kW), $EENS_i = P_i \times U_i$ (kWh / YEAR), $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh), $CCDF_i$ (CURRENCY / (kW FAILURE)) y $ECOST_i = IEAR_i \times EENS_i$ (CURRENCY / YEAR). Cada una de las celdas correspondientes de la columna NODE WITH ASSOCIATED LOAD contiene el código del nodo i perteneciente al circuito radial de distribución de energía eléctrica bajo estudio. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $N_i$ (USERS) contiene el número de usuarios conectados al nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $\lambda_i$ (FAILURES / YEAR) contiene la tasa promedio de fallas en el nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $U_i$ (HOURS / YEAR) contiene la duración anual de interrupciones en el nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $r_i = U_i / \lambda_i$ (HOURS / FAILURE) contiene la duración promedio de interrupción en el nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $P_i$ (kW) contiene la potencia media asociada a la carga que está alimentada desde el nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $EENS_i = P_i \times U_i$ (kWh / YEAR) contiene la energía esperada no suministrada en el nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) contiene la tasa de valoración de la energía interrumpida en el nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $CCDF_i$ (CURRENCY / (kW FAILURE)) contiene el valor numérico equivalente de la función compuesta de daño al cliente para el nodo i. Cada una de las celdas correspondientes de la columna $ECOST_i = IEAR_i \times EENS_i$ (CURRENCY / YEAR) contiene el índice del costo esperado de interrupción en el nodo i.

Los índices de confiabilidad seleccionados para el presente trabajo son: SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), ASAI (Average Service Availability Index), ASUI (Average Service Unavailability Index), EENS (Expected Energy Not Supplied Index), ECOST (Expected Interruption Cost Index), AENS (Average Energy Not Supplied Index) e IEAR (System Interrupted Energy Assessment Rate Index). Los resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados se muestran en la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES, perteneciente al archivo de salida de datos RELIABILITY-INDEXES.xls. En la Figura 7, que se anexa más delante, se puede apreciar esta hoja de cálculo.

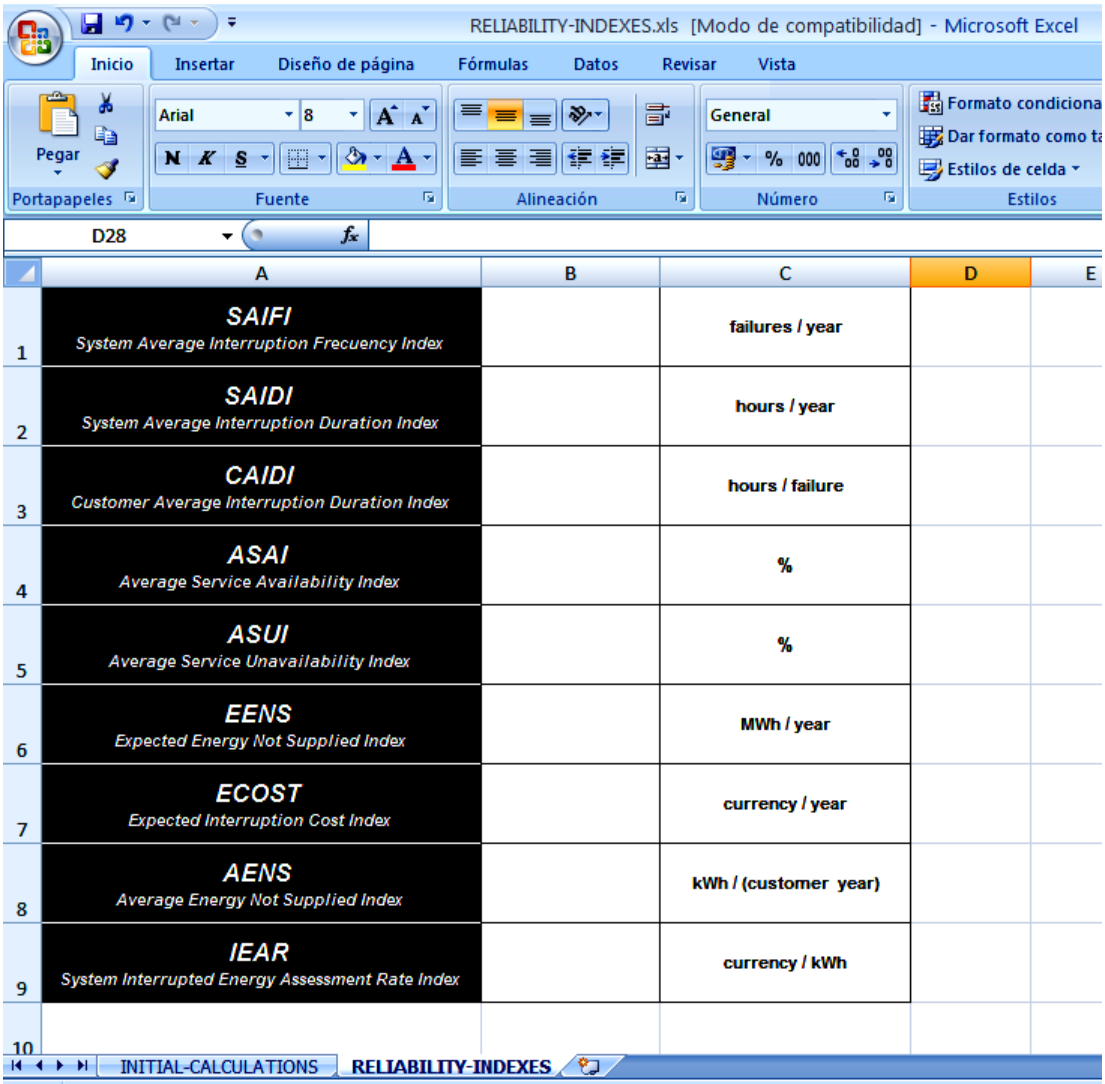
Con el fin de probar el algoritmo de RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm, a continuación se anexa un sencillo caso de aplicación el cual será resuelto mediante la macro previamente relacionada y el software ETAP. En la Figura 8, que se presenta más adelante, se puede visualizar el diagrama del circuito asociado al caso de aplicación a ser estudiado mediante RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm y el software ETAP. En la Figura 8 se puede apreciar el circuito que fue dibujado en ETAP para probar el algoritmo previamente relacionado. En las tablas 6, 7 y 8 se muestran los datos de entrada por columna de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo de entrada de datos RELIABILITY-INPUT-DATA.xls.

Tabla 6. Contenido de las columnas A, B, C, D, E y F de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $\lambda_A$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PL}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PR}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PT}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PS}$ (FAILURES / YEAR) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1000001 | 1,50 | 5,50 | 3,00 | 0,00 | 7,00 |
| 1000002 | 1,50 | 5,50 | 3,00 | 5,00 | 0,00 |
| end | end | end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Figura 7. Disposición de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES



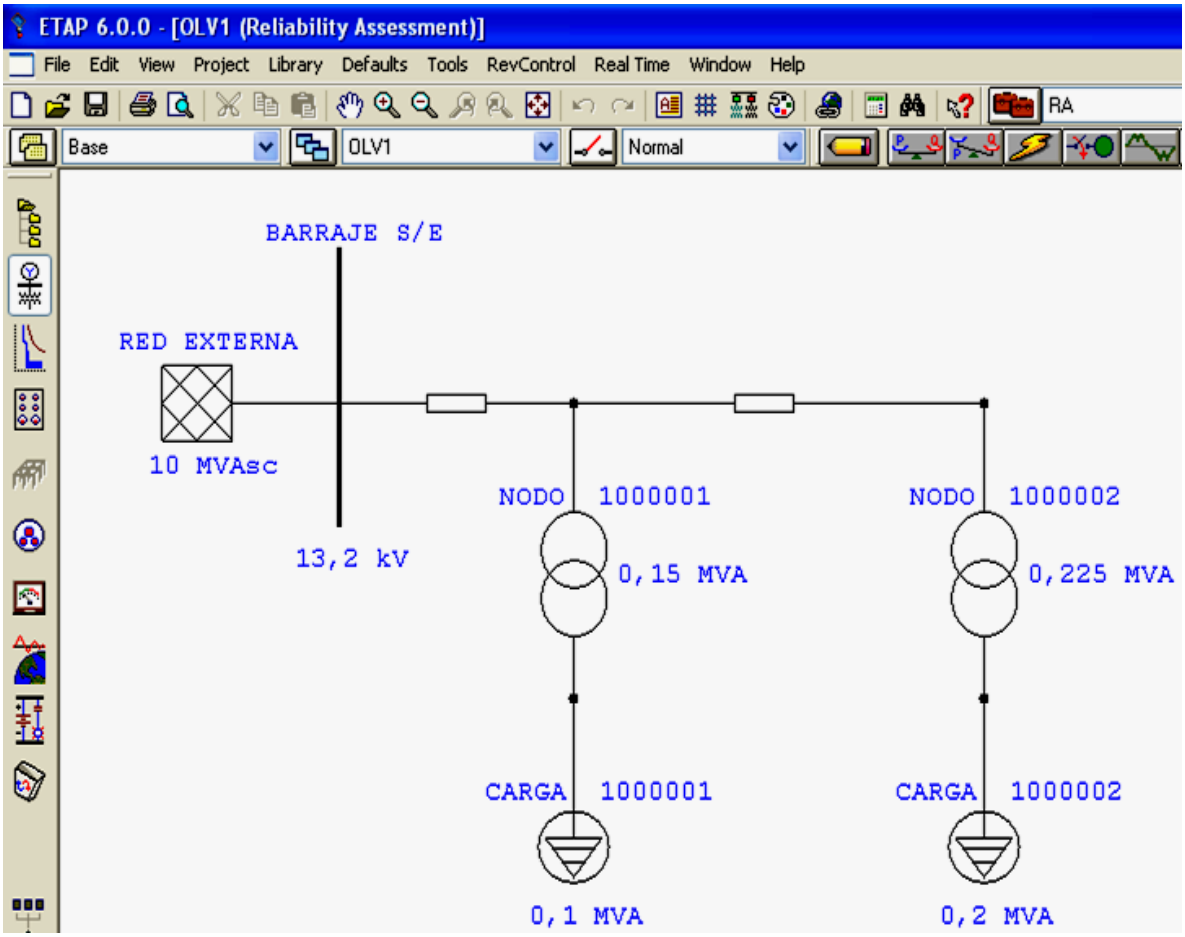

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7. Contenido de las columnas G, H, I, J y K de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| $U_A$ (HOURS / YEAR) | $U_{PL}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PR}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PT}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PS}$ (HOURS / YEAR) |
|---|---|---|---|---|
| 0,30 | 4,95 | 2,70 | 0,00 | 6,30 |
| 0,30 | 3,85 | 2,10 | 3,50 | 0,00 |
| end | end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Figura 8. Diagrama del circuito asociado al caso de aplicación para comprobar el algoritmo de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm




Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Contenido de las columnas L, M, N, O y P de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| **$MONEY_i$** **(CURRENCY)** | **$ENERGY_i$** **(kWh)** | **$IEAR_i$** **(CURRENCY / kWh)** | **$N_i$** **(USERS)** | **$P_i$** **(kW)** |
|---|---|---|---|---|
| 20872421,0526316 | 64800,00 | 322,105263157895 | 1 | 100,00 |
| 53833846,1538462 | 129600,00 | 415,384615384615 | 1 | 200,00 |
| end | end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

De las tablas 6, 7 y 8 y de la Figura 8, se puede establecer que el circuito bajo estudio contiene dos trasformadores de distribución, los cuales corresponden a los nodos primarios 1000001 y 1000002. Igualmente, de las tablas 6, 7 y 8 y de las formulaciones matemáticas contenidas en el presente trabajo, se obtiene:

$$\lambda_i = \lambda_A + \lambda_{PL} + \lambda_{PR} + \lambda_{PT} + \lambda_{PS}$$

$$\lambda_{1000001} = 1,5 + 5,50 + 3,00 + 0,00 + 7,00$$

$$\lambda_{1000001} = 17,00 \text{ fallas/año}$$

$$\lambda_{1000002} = 1,5 + 5,50 + 3,00 + 5,00 + 0,00$$

$$\lambda_{1000002} = 15,00 \text{ fallas/año}$$

$$U_i = U_A + U_{PL} + U_{PR} + U_{PT} + U_{PS}$$

$$U_{1000001} = 0,30 + 4,95 + 2,7 + 0,00 + 6,3$$

$$U_{1000001} = 14,25 \text{ horas/año}$$

$$U_{1000002} = 0,30 + 3,85 + 2,10 + 3,50 + 0,00$$

$$U_{1000002} = 9,75 \text{ horas/año}$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i}$$

$$r_{1000001} = 14,25 / 17,00$$

$$r_{1000001} = 0,838235294 \text{ horas/falla}$$

$$r_{1000002} = 9,75 / 15,00$$

$$r_{1000002} = 0,65 \text{ horas/falla}$$

$$EENS_i = P_i \times U_i$$

$$EENS_{1000001} = 100,0 \times 14,25$$

$$EENS_{1000001} = 1425,0 \text{ kWh/año}$$

$$EENS_{1000002} = 200,0 \times 9,75$$

$$EENS_{1000002} = 1950,0 \text{ kWh/año}$$

$$EENS = \Sigma EENS_i$$

$$EENS = 1425,0 + 1950,0$$

$$\textit{EENS} = \textit{3375,0 kWh/año} = \textit{3,375 MWh/año}$$

$$CCDF_i = \frac{IEAR_i \times EENS_i}{P_i \times \lambda_i}$$

$$CCDF_{1000001} = (322,105263157895 \times 1425,0) / (100,0 \times 17)$$

$$CCDF_{1000001} = 270,0 \text{ pesos colombianos / (kW falla)}$$

$$CCDF_{1000002} = (415,384615384615 \times 1950,0) / (200,0 \times 15)$$

$$CCDF_{1000002} = 270,0 \text{ pesos colombianos / (kW falla)}$$

$$ECOST_i = IEAR_i \times EENS_i$$

$$ECOST_{1000001} = 322{,}105263157895 \times 1425{,}0$$

$$ECOST_{1000001} = 459000{,}00 \text{ pesos colombianos/año}$$

$$ECOST_{1000002} = 415{,}384615384615 \times 1950{,}0$$

$$ECOST_{1000002} = 810000{,}00 \text{ pesos colombianos/año}$$

$$ECOST = \Sigma\, ECOST_i$$

$$ECOST = 459000{,}00 + 810000{,}00$$

$$\textit{ECOST} = \textit{1269000,00 pesos colombianos/año}$$

$$IEAR = \frac{ECOST}{EENS}$$

$$IEAR = 1269000{,}00 / 3375{,}0$$

$$\textit{IEAR} = \textit{376,00 pesos colombianos/kWh}$$

$$SAIFI = \frac{\text{número de interrupciones a usuarios}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{\Sigma\, N_i\ \lambda_i}{\Sigma\, N_i}$$

$$SAIFI = (17 + 15)/2$$

$$\textit{SAIFI} = \textit{16,0 fallas/año}$$

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duración de interrupciones}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{\Sigma\, N_i U_i}{\Sigma\, N_i}$$

$$SAIDI = (14{,}25 + 9{,}75)/2$$

$$\textit{SAIDI} = \textit{12,0 horas/año}$$

$$CAIDI = \frac{\text{suma de duración de interrupciones}}{\text{número de interrupciones a usuarios}} = \frac{\sum N_i U_i}{\sum N_i \lambda_i}$$

$$CAIDI = (14{,}25 + 9{,}75) / (17 + 15)$$

$$\textit{CAIDI} = \textit{0,75 horas/falla}$$

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum N_i U_i}{\sum N_i \times 8760}$$

$$ASAI = [(2 \times 8760) - (14{,}25 + 9{,}75)] / (2 \times 8760)$$

$$\textit{ASAI} = \textit{0,998630137} = \textit{99,8630137 \%}$$

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = 1 - 0{,}998630137$$

$$\textit{ASUI} = \textit{0,001369863} = \textit{0,1369863 \%}$$

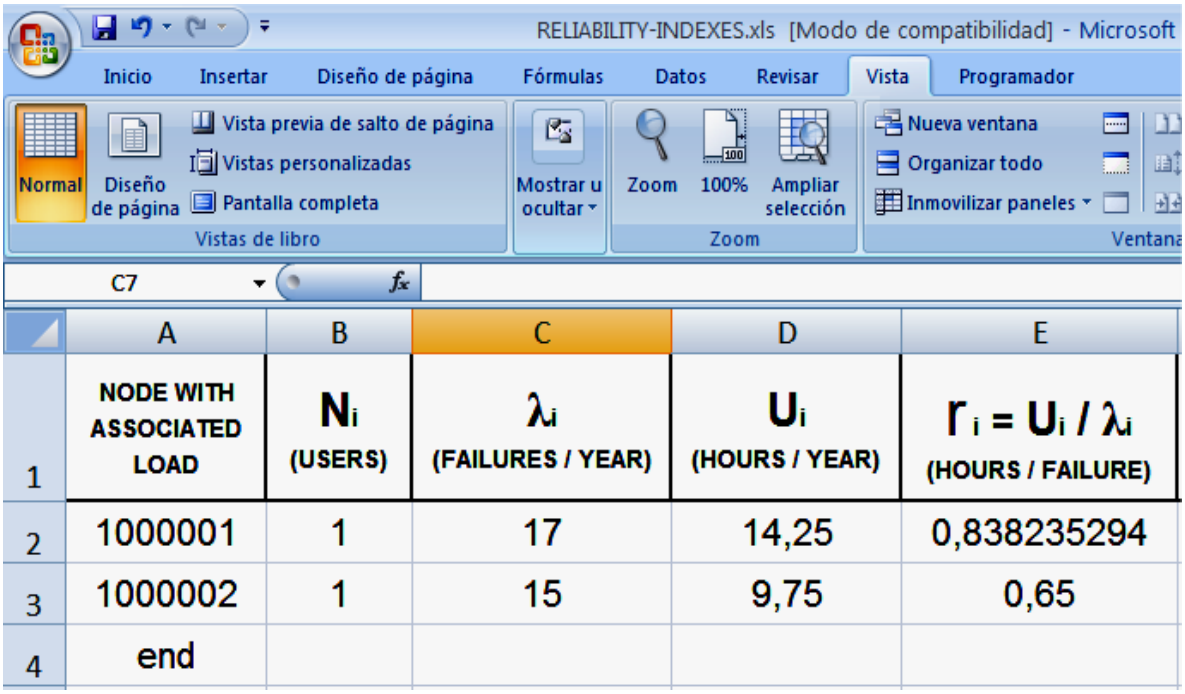
$$AENS = \frac{\text{energía total no suministrada}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{EENS}{\sum N_i}$$

$$AENS = 3375/2$$

$$\textit{AENS} = \textit{1687,5 kWh / (cliente año)}$$

En las figuras 9, 10, 11, 12 y 13 se pueden apreciar los resultados obtenidos de acuerdo al archivo RELIABILITY-INDEXES.xls, previo procesamiento de los datos entrada por parte de RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm. Como se puede visualizar en estas figuras, los resultados son idénticos a los previamente calculados. De esta manera, RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm es una aplicación que permite calcular exactamente los índices de confiabilidad seleccionados para cualquier circuito radial de distribución de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, reemplazando en esta operación al software ETAP. La aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm es de gran utilidad si se tiene en cuenta que evita el trabajo de graficar y digitar los datos de entrada de un alto número de transformadores en el software ETAP por cada circuito radial bajo estudio.

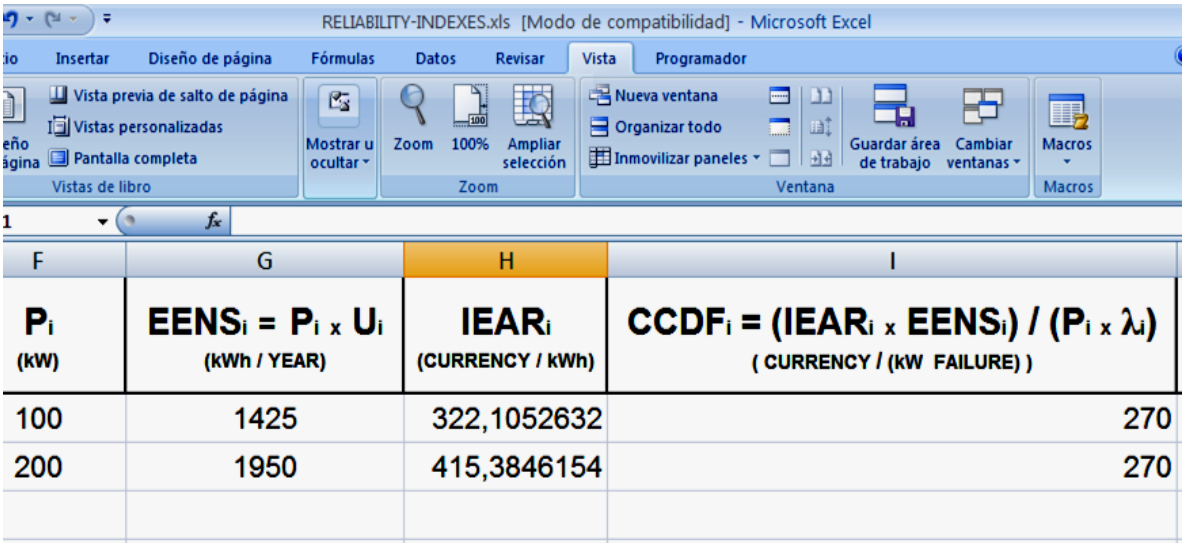
Figura 9. Columnas A, B, C, D y E de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| | A | B | C | D | E |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $N_i$ (USERS) | $\lambda_i$ (FAILURES / YEAR) | $U_i$ (HOURS / YEAR) | $r_i = U_i / \lambda_i$ (HOURS / FAILURE) |
| 2 | 1000001 | 1 | 17 | 14,25 | 0,838235294 |
| 3 | 1000002 | 1 | 15 | 9,75 | 0,65 |
| 4 | end | | | | |

Fuente: Elaboración propia

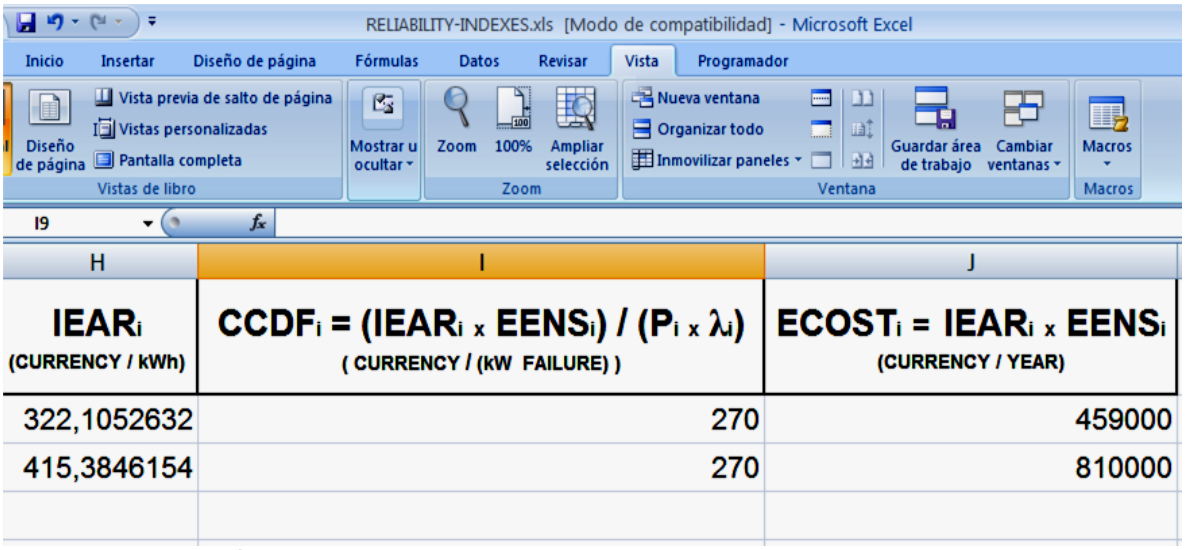
Figura 10. Columnas F, G, H e I de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| F | G | H | I |
|---|---|---|---|
| $P_i$ (kW) | $EENS_i = P_i \times U_i$ (kWh / YEAR) | $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) | $CCDF_i = (IEAR_i \times EENS_i) / (P_i \times \lambda_i)$ ( CURRENCY / (kW FAILURE) ) |
| 100 | 1425 | 322,1052632 | 270 |
| 200 | 1950 | 415,3846154 | 270 |
| | | | |

Fuente: Elaboración propia

Figura 11. Columnas H, I y J de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| H | I | J |
|---|---|---|
| $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) | $CCDF_i = (IEAR_i \times EENS_i) / (P_i \times \lambda_i)$ ( CURRENCY / (kW FAILURE) ) | $ECOST_i = IEAR_i \times EENS_i$ (CURRENCY / YEAR) |
| 322,1052632 | 270 | 459000 |
| 415,3846154 | 270 | 810000 |
| | | |

Fuente: Elaboración propia

Figura 12. Filas 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** *System Average Interruption Frecuency Index* | 16 | **failures / year** |
| ***SAIDI*** *System Average Interruption Duration Index* | 12 | **hours / year** |
| ***CAIDI*** *Customer Average Interruption Duration Index* | 0,75 | **hours / failure** |
| ***ASAI*** *Average Service Availability Index* | 99,8630137 | **%** |
| ***ASUI*** *Average Service Unavailability Index* | 0,136986301 | **%** |
| ***EENS*** *Expected Energy Not Supplied Index* | 3,375 | **MWh / year** |

Fuente: Elaboración propia

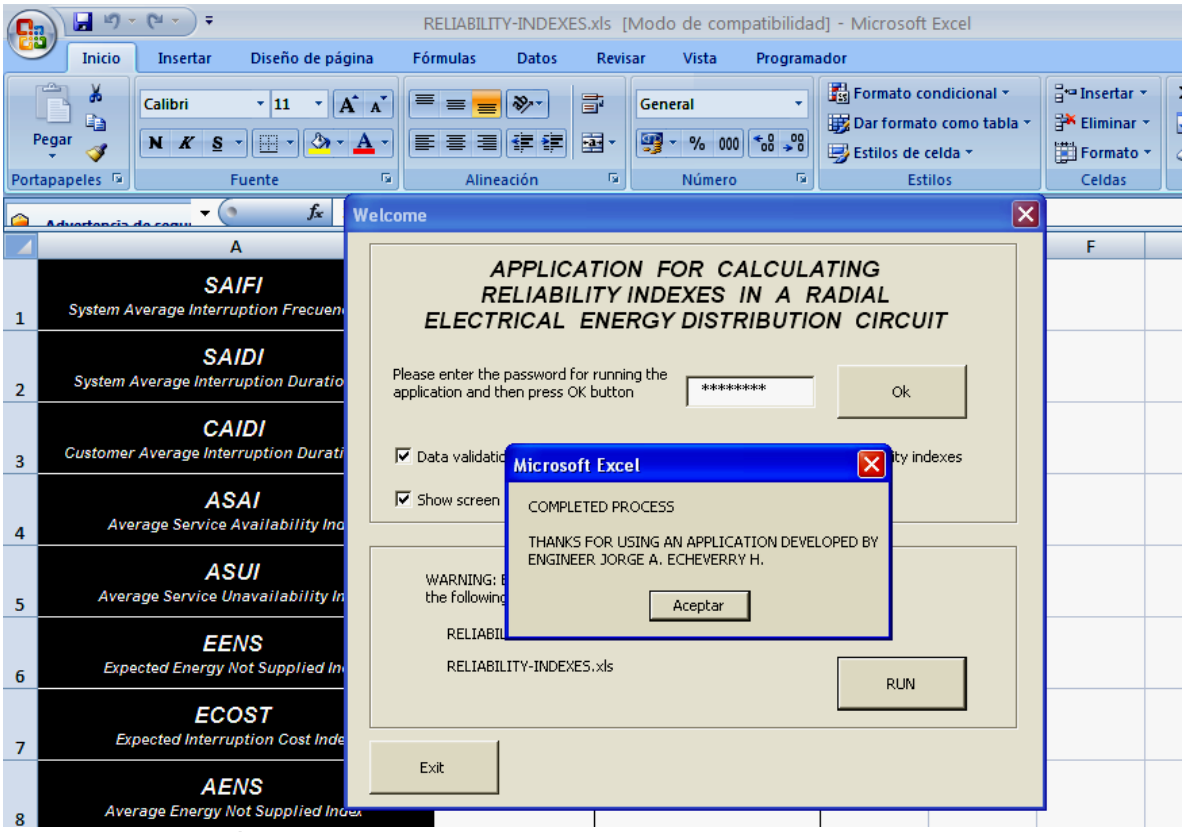
Figura 13. Filas 7, 8 y 9 de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| | | |
|---|---|---|
| **ECOST**<br>*Expected Interruption Cost Index* | 1269000 | **currency / year** |
| **AENS**<br>*Average Energy Not Supplied Index* | 1687,5 | **kWh / (customer year)** |
| **IEAR**<br>*System Interrupted Energy Assessment Rate Index* | 376 | **currency / kWh** |

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 14 se puede visualizar el mensaje final entregado por la aplicación RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm con motivo de la terminación del procesamiento del caso bajo estudio. Una vez la macro previamente relacionada termina de realizar los cálculos requeridos, el usuario debe pulsar el botón Aceptar para poder revisar los resultados obtenidos que aparecen en el archivo RELIABILITY-INDEXES.xls, como se muestra en la Figura 14.

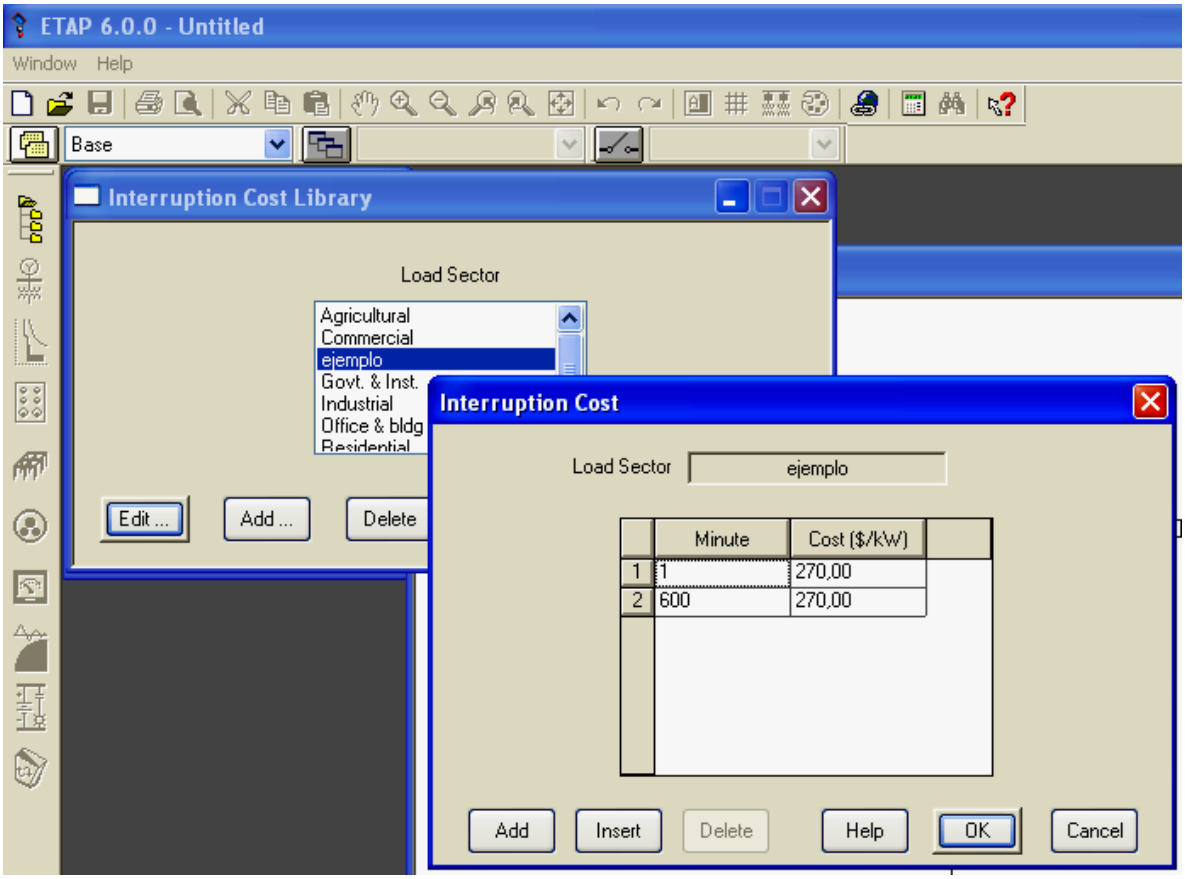
Figura 14. Mensaje final entregado por RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm con motivo de la terminación del procesamiento del caso de aplicación bajo estudio




Fuente: Elaboración propia

Con el fin de entender los pasos a seguir para calcular los índices de confiabilidad seleccionados en ETAP, a continuación se realizará una breve descripción de algunas características de este importante software en lo que tiene que ver con la valoración de la confiabilidad en sistemas de potencia.

Figura 15. Contenido de la opción de menú Library/Interruption Cost… en el archivo de ETAP mediante el cual se calculan los índices de confiabilidad seleccionados para el caso de aplicación bajo estudio




Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, ETAP, a través de la opción de menú Library/Interruption Cost…, define el valor numérico equivalente de la función compuesta de daño al cliente para el nodo i que corresponde a la la columna $CCDF_i$ (CURRENCY / (kW FAILURE)) en la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS, perteneciente al archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. De acuerdo a los cálculos matemáticos previamente realizados para el caso de aplicación bajo estudio, se tiene:

$$CCDF_{1000001} = 270{,}0 \text{ pesos colombianos / (kW falla)}$$

$$CCDF_{1000002} = 270{,}0 \text{ pesos colombianos / (kW falla)}$$

Como el valor numérico equivalente de la función compuesta de daño al cliente para los nodos 1000001 y 1000002 es igual a 270,0 pesos colombianos / (kW falla) solo hace falta crear un único sector de carga o Load Sector en la opción de menú Library/Interruption Cost…. En este caso se creó el sector de carga ejemplo. En la Figura 15 se puede apreciar la forma en la cual se creó el Load Sector ejemplo para el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados del caso de aplicación bajo estudio.

Como ya se explicó en el capítulo 1 del presente trabajo, para el software ETAP se cumple que:

$$\lambda_i = \lambda_A + \lambda_P$$

$$U_i = U_A + U_P$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i}$$

$$r_i = MTTR$$

El tiempo medio de reparación MTTR es el tiempo en horas que se toma una cuadrilla o un operario para restablecer el servicio de energía eléctrica a su condición normal de operación y el tiempo de reemplazo $r_p$ corresponde al tiempo en horas que se toma el operario para reemplazar un elemento dañado por su correspondiente repuesto. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, el tiempo de restablecimiento del servicio siempre será igual al tiempo de reemplazo del elemento dañado. De esta manera, se cumple que el tiempo de reemplazo $r_p$ es igual al tiempo medio de reparación MTTR. Así se obtiene:

$$r_p = MTTR$$

De acuerdo al módulo de ayuda de ETAP: La tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$, mide la cantidad anual de fallas ocasionadas por la operación del dispositivo de protección primaria en la subestación. Al operar el dispositivo de protección primaria se afectan todos los elementos y todas las cargas pertenecientes al circuito radial de distribución de energía eléctrica. Análogamente, y de acuerdo al mismo módulo de ayuda: La tasa promedio de fallas pasivas en el punto de carga i, $\lambda_P$, mide la cantidad anual de fallas que no causan la operación de los breakers de protección primaria y por tanto no afectan el resto de los elementos del sistema que continúan trabajando bajo condiciones normales. Teniendo en cuenta las formulaciones matemáticas y las definiciones presentadas con anterioridad más el algoritmo que utiliza ETAP para calcular los índices de confiabilidad seleccionados, se hace necesario separar las fallas activas y pasivas en el archivo correspondiente de este software para poder calcular los indicadores de confiabilidad previamente relacionados.

ETAP contabiliza las fallas pasivas por transformador con carga asociada. Esto significa que por cada transformador solo se digita la información correspondiente a las fallas pasivas. ETAP contabiliza las fallas activas para todo el conjunto de transformadores con carga asociada. Esto significa que por cada transformador en ningún caso se debe digitar la información correspondiente a las fallas activas. Como la información de las fallas activas no se puede digitar en ningún transformador con carga asociada, esta información solo puede ser digitada en un elemento que alimente, efectivamente, todo el circuito radial de distribución de energía eléctrica. Para el caso de aplicación bajo estudio se seleccionó el elemento RED EXTERNA que aparece en la Figura 8, al cual se le digitó la información de las fallas activas.

De acuerdo a los comentarios precedentes y a los contenidos del capítulo 1 del presente trabajo, para cada transformador con carga asociada que sea graficado en ETAP se debe: Digitar un valor de $\lambda_A$ igual a 0, digitar el valor calculado para $\lambda_P$, garantizar que el mismo valor que se digite en la casilla del tiempo medio de reparación MTTR aparezca en la casilla del tiempo de reemplazo $r_p$ y digitar el valor correspondiente al tiempo de transferencia en la casilla Switching Time. Según dialogo sostenido con funcionarios del Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, para los circuitos radiales de distribución de energía eléctrica pertenecientes a este operador de red el valor a ser digitado en la casilla Switching Time es igual a 0. De esta manera, para el caso de aplicación bajo estudio se digitó en la casilla del tiempo de transferencia un valor igual a 0 para todos los elementos que constituyen el sistema de potencia a ser evaluado.

De los comentarios precedentes se desprende la necesidad de calcular el tiempo medio de reparación MTTR, el cual será igual al tiempo de reemplazo $r_p$ para cada uno de los nodos primarios con transformador asociado que aparecen en el caso de aplicación bajo estudio. De la Figura 8 se puede establecer que el circuito bajo estudio contiene dos trasformadores de distribución, los cuales corresponden a los nodos primarios 1000001 y 1000002. De esta manera, el tiempo medio de reparación MTTR para los nodos primarios 1000001 y 1000002 se calcula como se presenta a continuación:

$$r_i = MTTR$$

$$r_i = \frac{U_p}{\lambda_p}$$

$$\lambda_P = \lambda_{PL} + \lambda_{PR} + \lambda_{PT} + \lambda_{PS}$$

$$U_P = U_{PL} + U_{PR} + U_{PT} + U_{PS}$$

$$\lambda_{P1000001} = 5{,}50 + 3{,}00 + 0{,}00 + 7{,}00$$

$$\lambda_{P1000001} = 15{,}5 \text{ fallas/año}$$

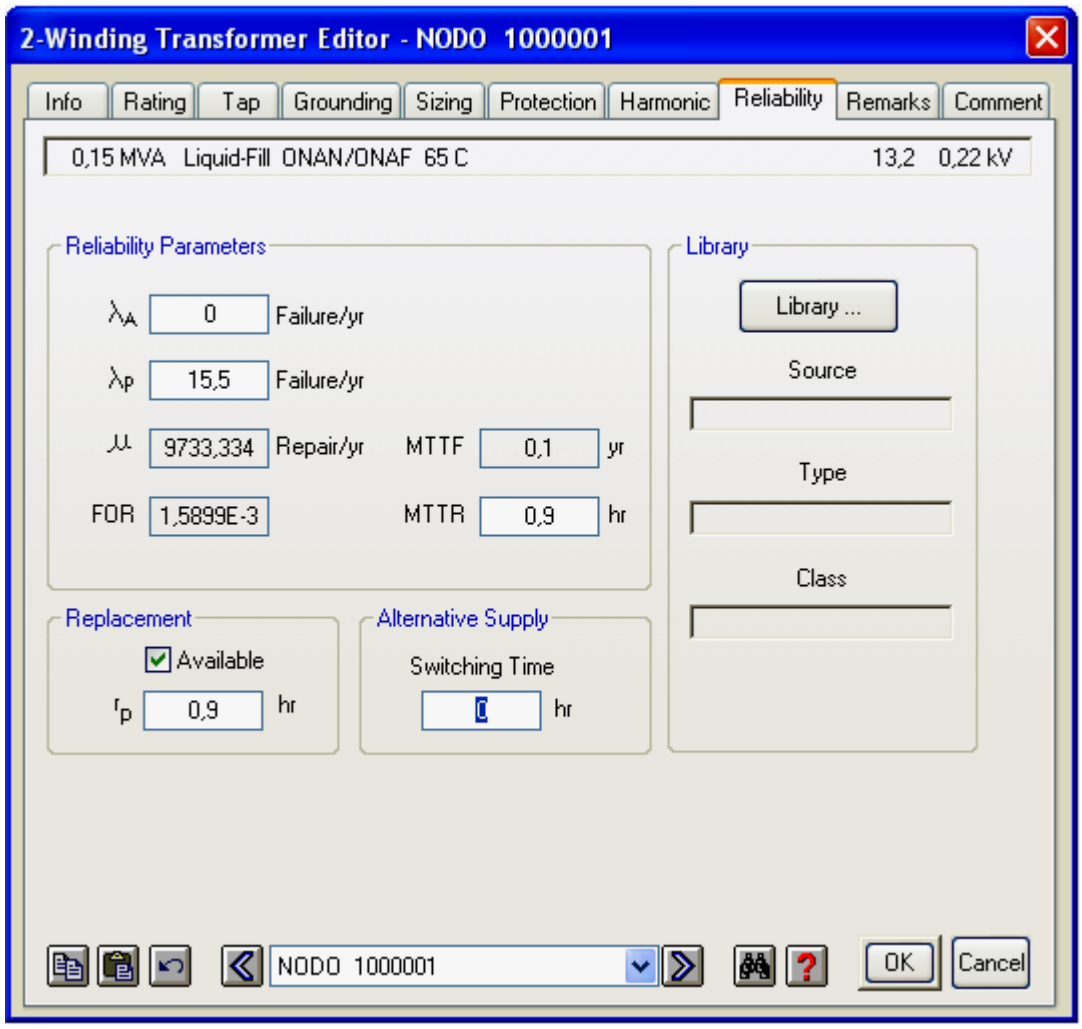
$$U_{P1000001} = 4,95 + 2,7 + 0,00 + 6,3$$

$$U_{P1000001} = 13,95 \text{ horas/año}$$

$$r_{1000001} = 13,95 / 15,5$$

$$r_{1000001} = MTTR_{1000001} = 0,9 \text{ horas/falla}$$

Figura 16. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000001 correspondiente al caso de aplicación bajo estudio




Fuente: Elaboración propia

$$\lambda_{P1000002} = 5,50 + 3,00 + 5,00 + 0,00$$

$$\lambda_{P1000002} = 13{,}5 \text{ fallas/año}$$

$$U_{P1000002} = 3{,}85 + 2{,}10 + 3{,}50 + 0{,}00$$

$$U_{P1000002} = 9{,}45 \text{ horas/año}$$

$$r_{1000002} = 9{,}45/13{,}5$$

$$r_{1000002} = MTTR_{1000002} = 0{,}7 \text{ horas/falla}$$

Los valores previamente calculados fueron digitados en los cuadros de diálogo de confiabilidad de los nodos primarios 1000001 y 1000002, como se observa en la Figura 16 y en la Figura 17. En estas dos figuras se puede descubrir que los índices tasa de reparación $\mu$, tiempo medio de falla MTTF y tasa de salidas forzadas FOR son calculados, automáticamente, por el software ETAP previa digitación de la tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$; la tasa promedio de fallas pasivas en el punto de carga i, $\lambda_P$; el tiempo medio de reparación MTTR; el tiempo de reemplazo $r_p$ (Replacement Time) y el tiempo de transferencia (Switching Time).

Para el caso de aplicación bajo estudio se seleccionó el elemento RED EXTERNA que aparece en la Figura 8, al cual se le digitó la información de las fallas activas. De esta forma, en el cuadro de diálogo de confiabilidad del elemento RED EXTERNA: Se digitó el valor asignado a $\lambda_A$, se garantizó que el mismo valor digitado en la casilla del tiempo medio de reparación MTTR apareciera en la casilla del tiempo de reemplazo $r_p$ y se digitó 0 en la casilla Switching Time.

De los comentarios precedentes se desprende la necesidad de calcular el tiempo medio de reparación MTTR, el cual será igual al tiempo de reemplazo $r_p$ para el elemento RED EXTERNA que aparece en el caso de aplicación bajo estudio. De esta manera, el tiempo medio de reparación MTTR para el elemento RED EXTERNA se calcula como se muestra a continuación:

$$r_i = MTTR$$

$$r_i = \frac{U_A}{\lambda_A}$$

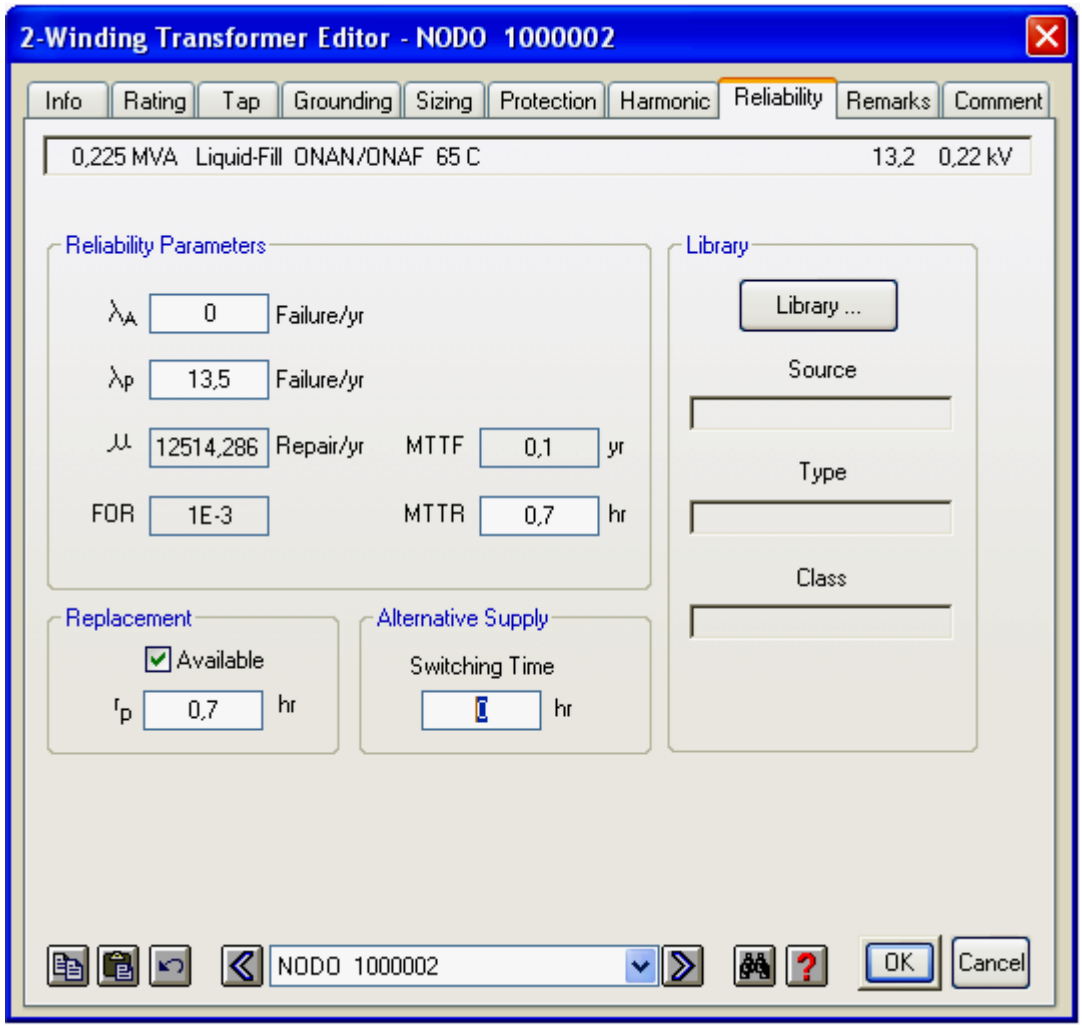
$$\lambda_A = 1{,}5 \text{ fallas/año}$$

$$U_A = 0{,}3 \text{ horas/año}$$

$$r_i = 0{,}3 / 1{,}5$$

$$r_i = MTTR = 0{,}2 \text{ horas/falla}$$

Figura 17. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000002 correspondiente al caso de aplicación bajo estudio

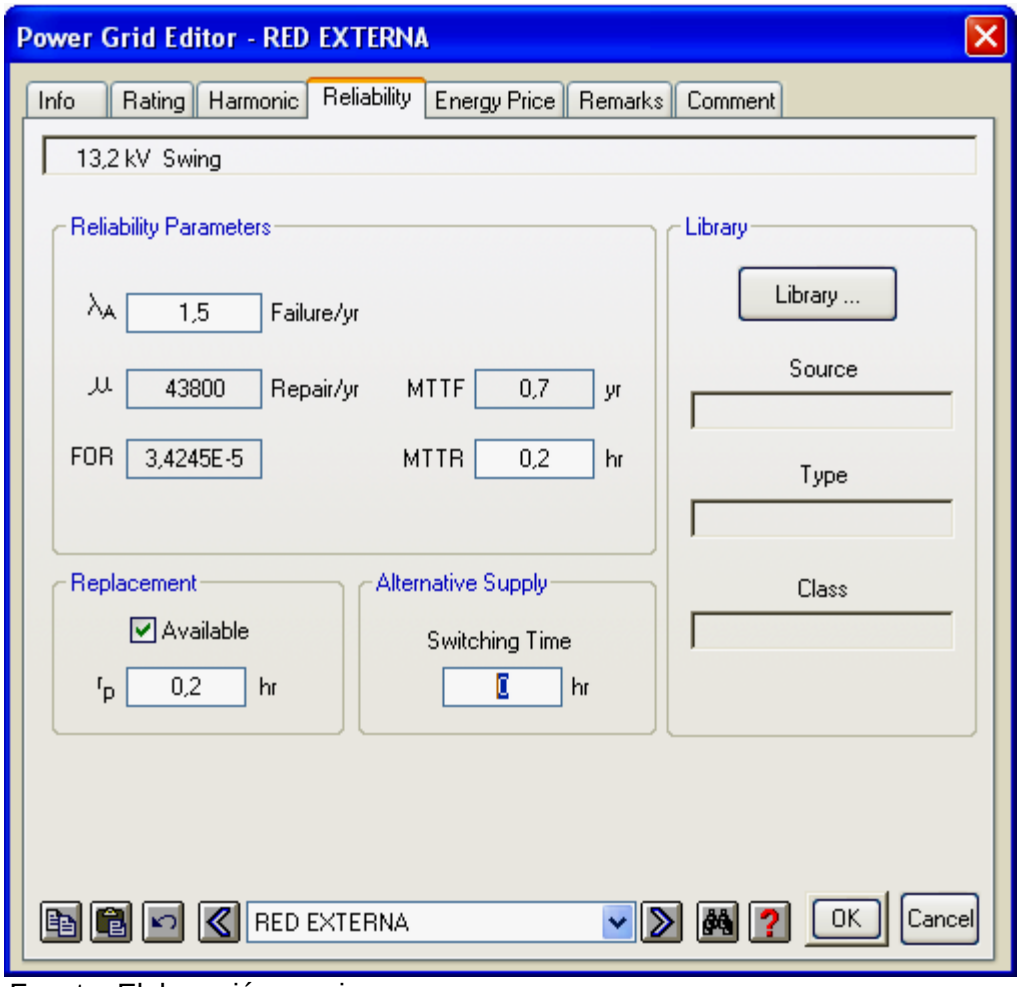



Fuente: Elaboración propia

Los valores previamente calculados fueron digitados en el cuadro de diálogo de confiabilidad del elemento RED EXTERNA como se observa en la Figura 18, que se visualiza más adelante. En esta figura se puede descubrir que los índices tasa de reparación μ, tiempo medio de falla MTTF y tasa de salidas forzadas FOR son calculados, automáticamente, por el software ETAP previa digitación de la tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$; el tiempo medio de reparación MTTR; el tiempo de reemplazo $r_p$ (Replacement Time) y el tiempo de transferencia (Switching Time).

Es importante anotar que al resto de elementos que hacen parte del circuito dibujado en ETAP para el caso de aplicación bajo estudio, simplemente, se les digitó un valor igual a 0 en todas las casillas de los correspondientes indicadores para cada uno de los cuadros de diálogo de confiabilidad.

Figura 18. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del elemento RED EXTERNA correspondiente al caso de aplicación bajo estudio

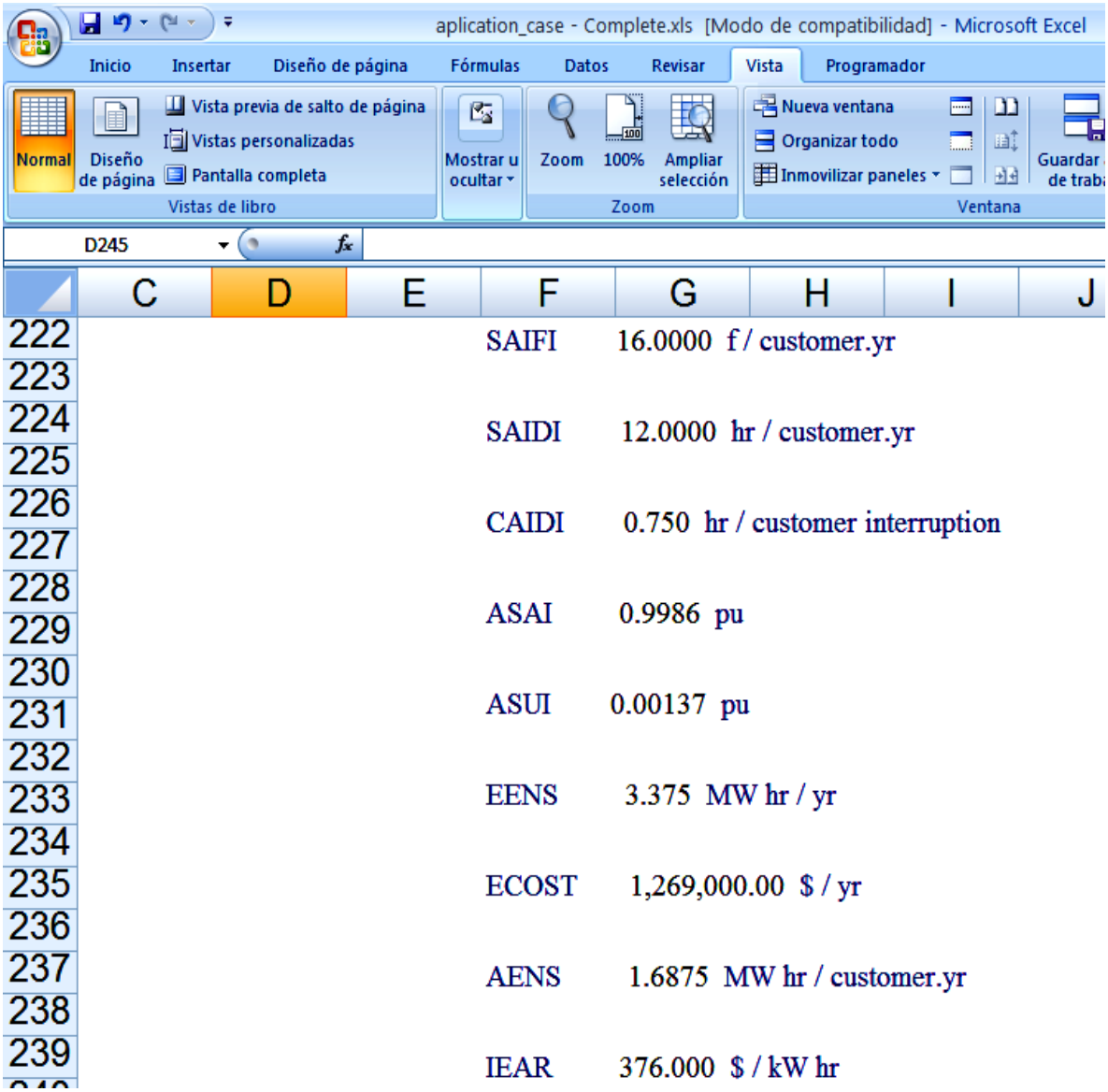



Fuente: Elaboración propia

Una vez se escoge como formato de salida Microsoft Excel, ETAP genera el archivo de salida. Para el caso de aplicación bajo estudio se generó el archivo aplication_case - Complete.xls. En este archivo se pueden encontrar los valores calculados por ETAP para los índices de confiabilidad seleccionados, los cuales son: SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index), SAIDI (System Average Interruption Duration Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), ASAI (Average Service Availability Index), ASUI (Average Service Unavailability Index), EENS (Expected Energy Not Supplied Index), ECOST (Expected Interruption Cost Index), AENS (Average Energy Not Supplied Index) e IEAR (System Interrupted Energy Assessment Rate Index).

En la Figura 19 se visualizan los valores calculados por ETAP para el caso de aplicación bajo estudio. En esta figura se pueden encontrar los mismos valores determinados por RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm, con lo cual queda demostrada la exactitud de cálculo de esta macro. La aparente diferencia entre las dimensiones utilizadas por ETAP y las unidades que aparecen en la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls; en lo que tiene que ver con los índices SAIFI, SAIDI y CAIDI; será explicada en el capítulo 4 del presente trabajo. Un ejemplo de esta diferencia aparente se puede hallar al comparar las figuras 12 y 19.

Figura 19. Fragmento del archivo aplication_case - Complete.xls generado por ETAP en el cual aparecen los valores calculados de los índices de confiabilidad seleccionados para el caso de aplicación bajo estudio



Fuente: Elaboración propia

Una segunda alternativa de cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados a través del software ETAP se obtiene al anexar las fallas activas al conjunto de fallas pasivas. Con el fin de probar la segunda alternativa de cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados a través del software ETAP, a continuación se anexa un segundo caso de aplicación, el cual presenta el diagrama unifilar que aparece en la Figura 8. En las tablas 9, 10 y 11 se muestran los datos de entrada por columna de la hoja INPUT-DATA del archivo de entrada de datos RELIABILITY-INPUT-DATA.xls.

Tabla 9. Contenido de las columnas A, B, C, D, E y F de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el segundo caso de aplicación correspondiente a la segunda alternativa de cálculo de ETAP para los índices de confiabilidad seleccionados

| NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $\lambda_A$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PL}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PR}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PT}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PS}$ (FAILURES / YEAR) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1000001 | 1,50 | 5,50 | 3,00 | 0,00 | 7,00 |
| 1000002 | 1,50 | 5,50 | 3,00 | 5,00 | 0,00 |
| end | end | end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10. Contenido de las columnas G, H, I, J y K de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el segundo caso de aplicación correspondiente a la segunda alternativa de cálculo de ETAP para los índices de confiabilidad seleccionados

| $U_A$ (HOURS / YEAR) | $U_{PL}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PR}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PT}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PS}$ (HOURS / YEAR) |
|---|---|---|---|---|
| 0,30 | 4,95 | 2,70 | 0,00 | 5,65 |
| 0,30 | 3,85 | 2,10 | 3,50 | 0,00 |
| end | end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Contenido de las columnas L, M, N, O y P de RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el segundo caso de aplicación correspondiente a la segunda alternativa de cálculo de ETAP para los índices de confiabilidad seleccionados

| $MONEY_i$ (CURRENCY) | $ENERGY_i$ (kWh) | $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) | $N_i$ (USERS) | $P_i$ (kW) |
|---|---|---|---|---|
| 21870000,00 | 64800,00 | 337,50 | 1 | 100,00 |
| 53833846,1538462 | 129600,00 | 415,384615384615 | 1 | 200,00 |
| end | end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

En las figuras 20, 21, 22 y 23 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el segundo caso de aplicación de acuerdo a RELIABILITY-INDEXES.xls, previo procesamiento de RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm.

Figura 20. Contenidos de la hoja de cálculo RELIABILITY-INDEXES del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** *System Average Interruption Frecuency Index* | 16 | **failures / year** |
| ***SAIDI*** *System Average Interruption Duration Index* | 11,675 | **hours / year** |
| ***CAIDI*** *Customer Average Interruption Duration Index* | 0,7296875 | **hours / failure** |
| ***ASAI*** *Average Service Availability Index* | 99,86672374 | **%** |
| ***ASUI*** *Average Service Unavailability Index* | 0,133276256 | **%** |
| ***EENS*** *Expected Energy Not Supplied Index* | 3,31 | **MWh / year** |
| ***ECOST*** *Expected Interruption Cost Index* | 1269000 | **currency / year** |
| ***AENS*** *Average Energy Not Supplied Index* | 1655 | **kWh / (customer year)** |
| ***IEAR*** *System Interrupted Energy Assessment Rate Index* | 383,3836858 | **currency / kWh** |

Fuente: Elaboración propia

ETAP, a través de la opción de menú Library/Interruption Cost…, define el valor numérico equivalente de la función compuesta de daño al cliente para el nodo i que corresponde a la columna $CCDF_i$ (CURRENCY / (kW FAILURE)) en la hoja INITIAL-CALCULATIONS, perteneciente al archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. De acuerdo a los cálculos realizados por RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación se tiene:

$$CCDF_{1000001} = 270{,}0 \text{ pesos colombianos / (kW falla)}$$

$$CCDF_{1000002} = 270{,}0 \text{ pesos colombianos / (kW falla)}$$

De la Figura 8 se puede establecer que el circuito bajo estudio contiene dos trasformadores de distribución, los cuales corresponden a los nodos primarios 1000001 y 1000002. Como la segunda alternativa de cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados a través del software ETAP se obtiene al anexar las fallas activas al conjunto de fallas pasivas, para el segundo caso de aplicación se tiene:

$$\lambda_P = \lambda_{PL} + \lambda_{PR} + \lambda_{PT} + \lambda_{PS} + \lambda_A$$

$$U_P = U_{PL} + U_{PR} + U_{PT} + U_{PS} + U_A$$

$$\lambda_{P1000001} = 5{,}50 + 3{,}00 + 0{,}00 + 7{,}00 + 1{,}50$$

$$\lambda_{P1000001} = 17 \text{ fallas/año}$$

$$U_{P1000001} = 4{,}95 + 2{,}7 + 0{,}00 + 5{,}65 + 0{,}30$$

$$U_{P1000001} = 13{,}60 \text{ horas/año}$$

$$r_{1000001} = 13{,}60 / 17$$

$$r_{1000001} = MTTR_{1000001} = 0{,}8 \text{ horas/falla}$$

$$\lambda_{P1000002} = 5{,}50 + 3{,}00 + 5{,}00 + 0{,}00 + 1{,}50$$

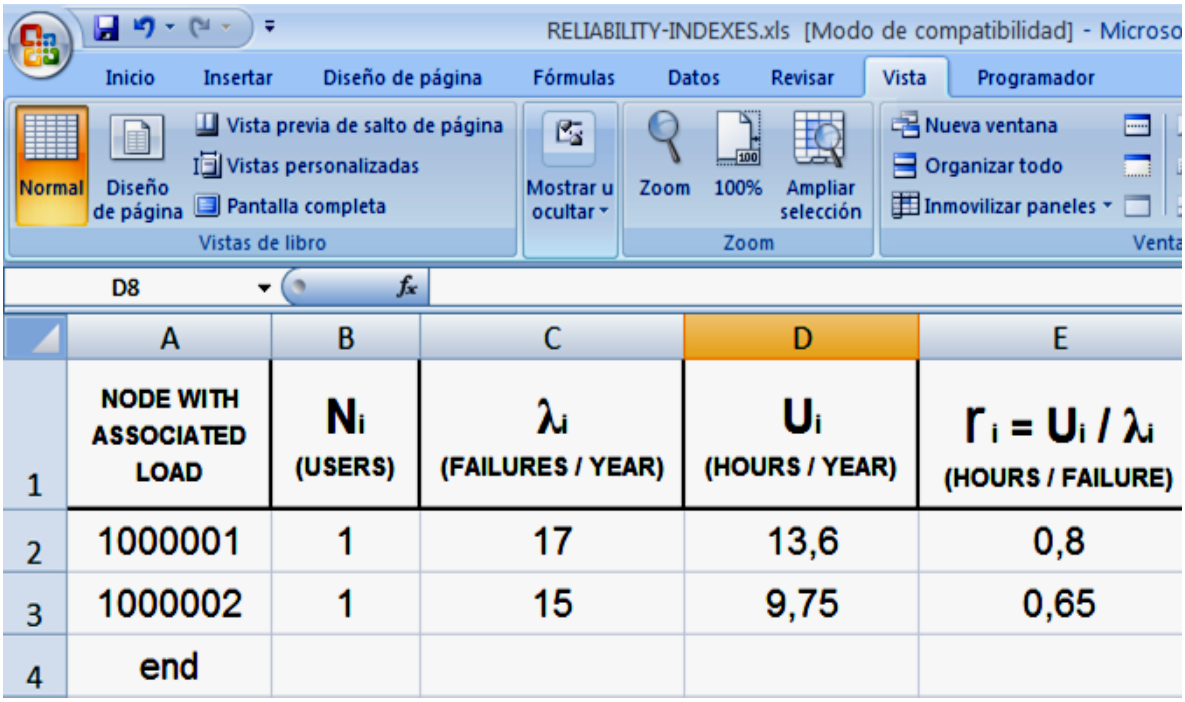
$$\lambda_{P1000002} = 15 \text{ fallas/año}$$

$$U_{P1000002} = 3{,}85 + 2{,}10 + 3{,}50 + 0{,}00 + 0{,}30$$

$$U_{P1000002} = 9{,}75 \text{ horas/año}$$

$$r_{1000002} = MTTR_{1000002} = 9{,}75/15{,}0 = 0{,}65 \text{ horas/falla}$$

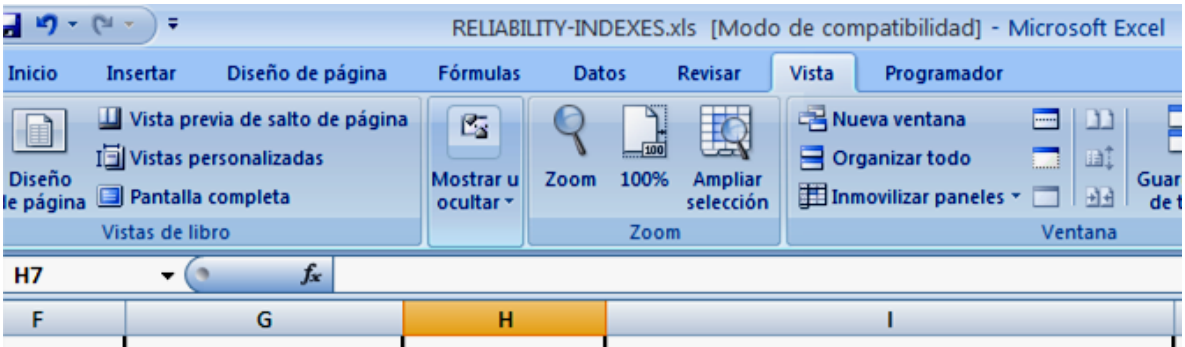
Figura 21. Columnas A, B, C, D y E de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación




| | A | B | C | D | E |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $N_i$ (USERS) | $\lambda_i$ (FAILURES / YEAR) | $U_i$ (HOURS / YEAR) | $r_i = U_i / \lambda_i$ (HOURS / FAILURE) |
| 2 | 1000001 | 1 | 17 | 13,6 | 0,8 |
| 3 | 1000002 | 1 | 15 | 9,75 | 0,65 |
| 4 | end | | | | |

Fuente: Elaboración propia

Figura 22. Columnas F, G, H e I de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación




| F | G | H | I |
|---|---|---|---|
| $P_i$ (kW) | $EENS_i = P_i \times U_i$ (kWh / YEAR) | $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) | $CCDF_i = (IEAR_i \times EENS_i) / (P_i \times \lambda_i)$ ( CURRENCY / (kW FAILURE) ) |
| 100 | 1360 | 337,5 | 270 |
| 200 | 1950 | 415,3846154 | 270 |

Fuente: Elaboración propia

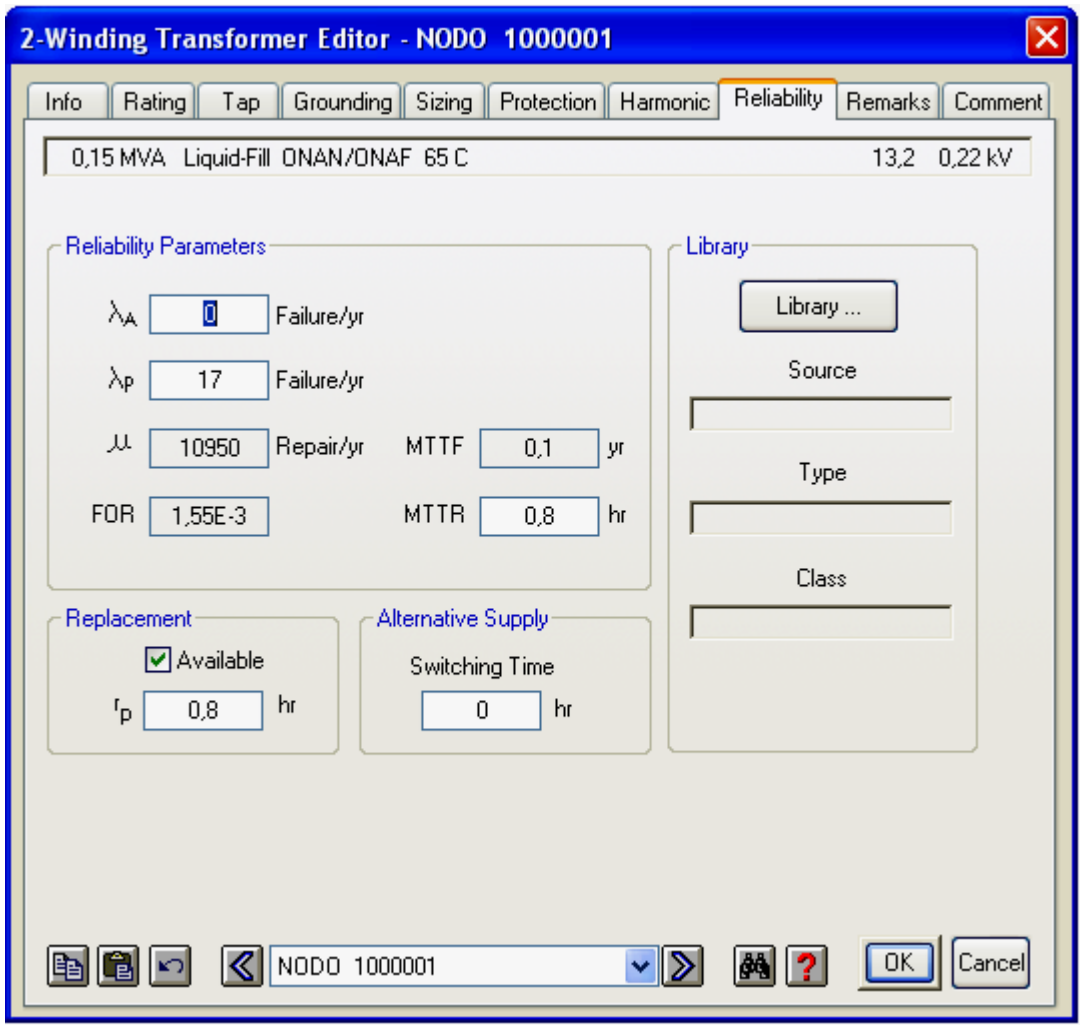
Figura 23. Columnas H, I y J de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm para el segundo caso de aplicación

I9

| H | I | J |
|---|---|---|
| $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) | $CCDF_i = (IEAR_i \times EENS_i) / (P_i \times \lambda_i)$ ( CURRENCY / (kW FAILURE) ) | $ECOST_i = IEAR_i \times EENS_i$ (CURRENCY / YEAR) |
| 337,5 | 270 | 459000 |
| 415,3846154 | 270 | 810000 |

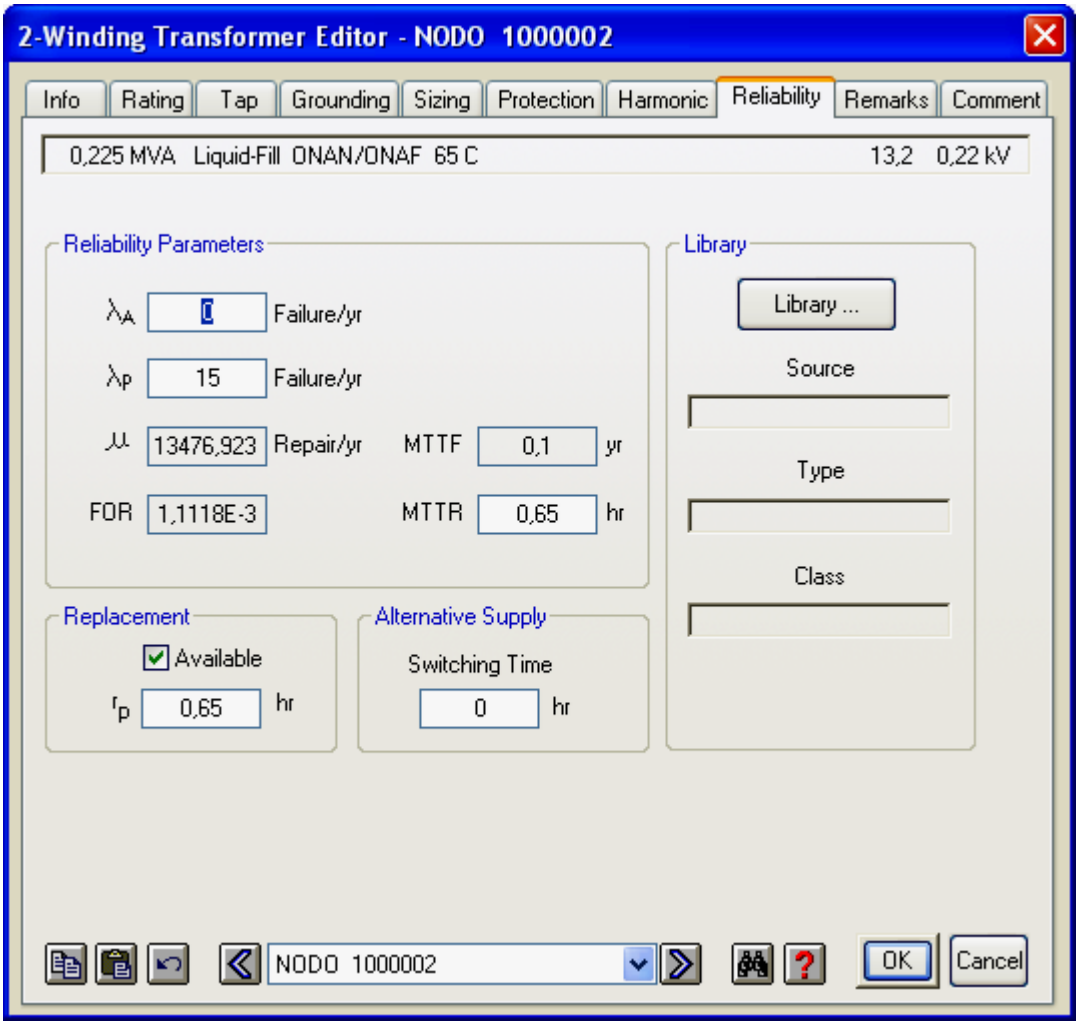
Fuente: Elaboración propia

Figura 24. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000001 correspondiente al segundo caso de aplicación




Fuente: Elaboración propia

Figura 25. Cuadro de diálogo del módulo de confiabilidad del nodo 1000002 correspondiente al segundo caso de aplicación

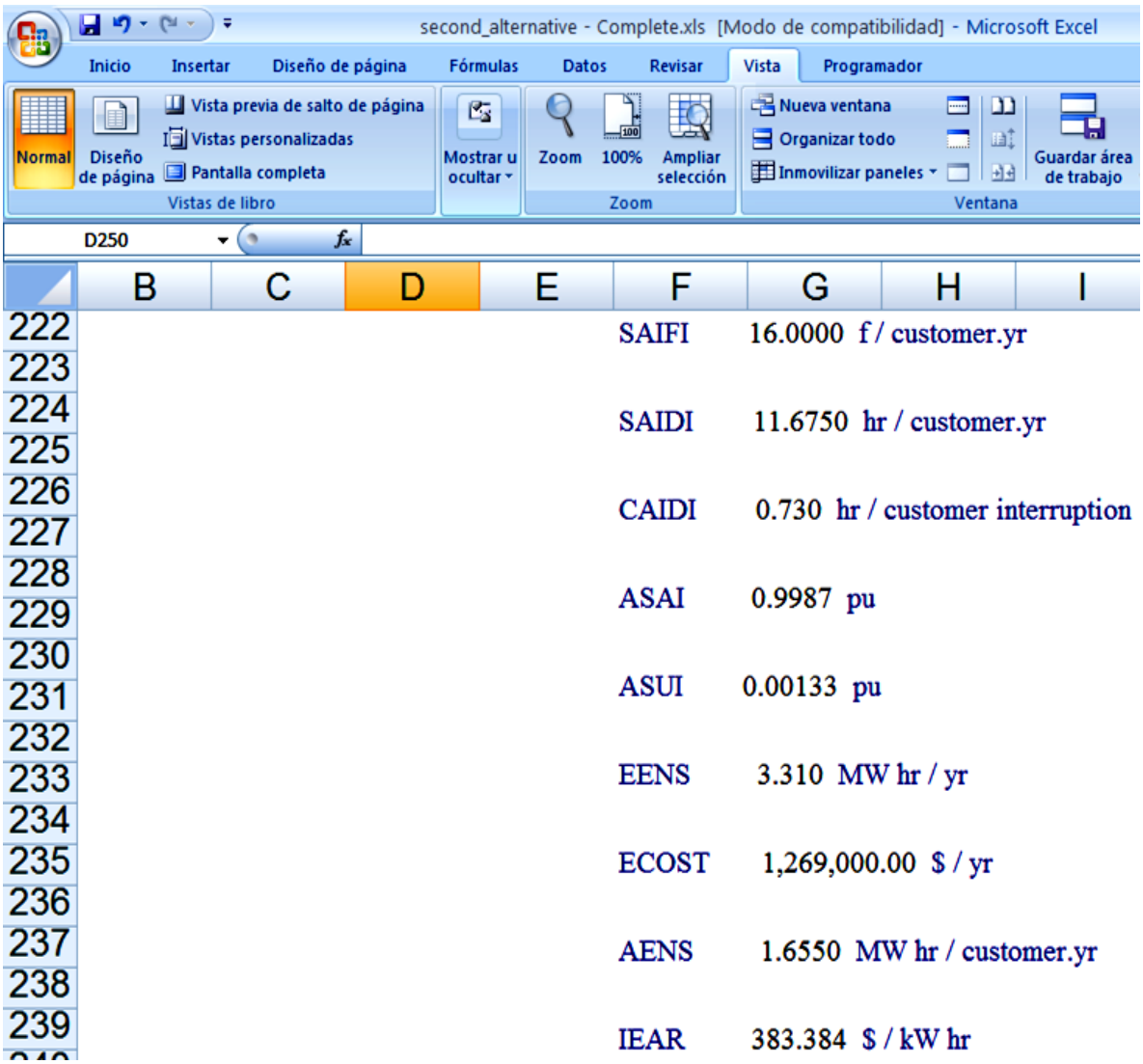



Fuente: Elaboración propia

Los valores previamente calculados fueron digitados en ETAP en los cuadros de diálogo de confiabilidad de los nodos primarios 1000001 y 1000002, como se observa en las figuras 24 y 25. A diferencia del primer caso de aplicación, en el segundo caso de aplicación se dejaron en cero las casillas del cuadro de diálogo de confiabilidad del elemento RED EXTERNA.

En la Figura 26, que se muestra a continuación, se visualizan los valores calculados por ETAP para el segundo caso de aplicación. En esta imagen se pueden encontrar los mismos valores determinados por RELIABILITY-INDEXES-CALCULATION.xlsm, con lo cual queda demostrada, por segunda vez, la exactitud de cálculo de esta macro.

Figura 26. Fragmento del archivo second_alternative - Complete.xls generado por ETAP en el cual aparecen los valores calculados de los índices de confiabilidad seleccionados para el segundo caso de aplicación




Fuente: Elaboración propia

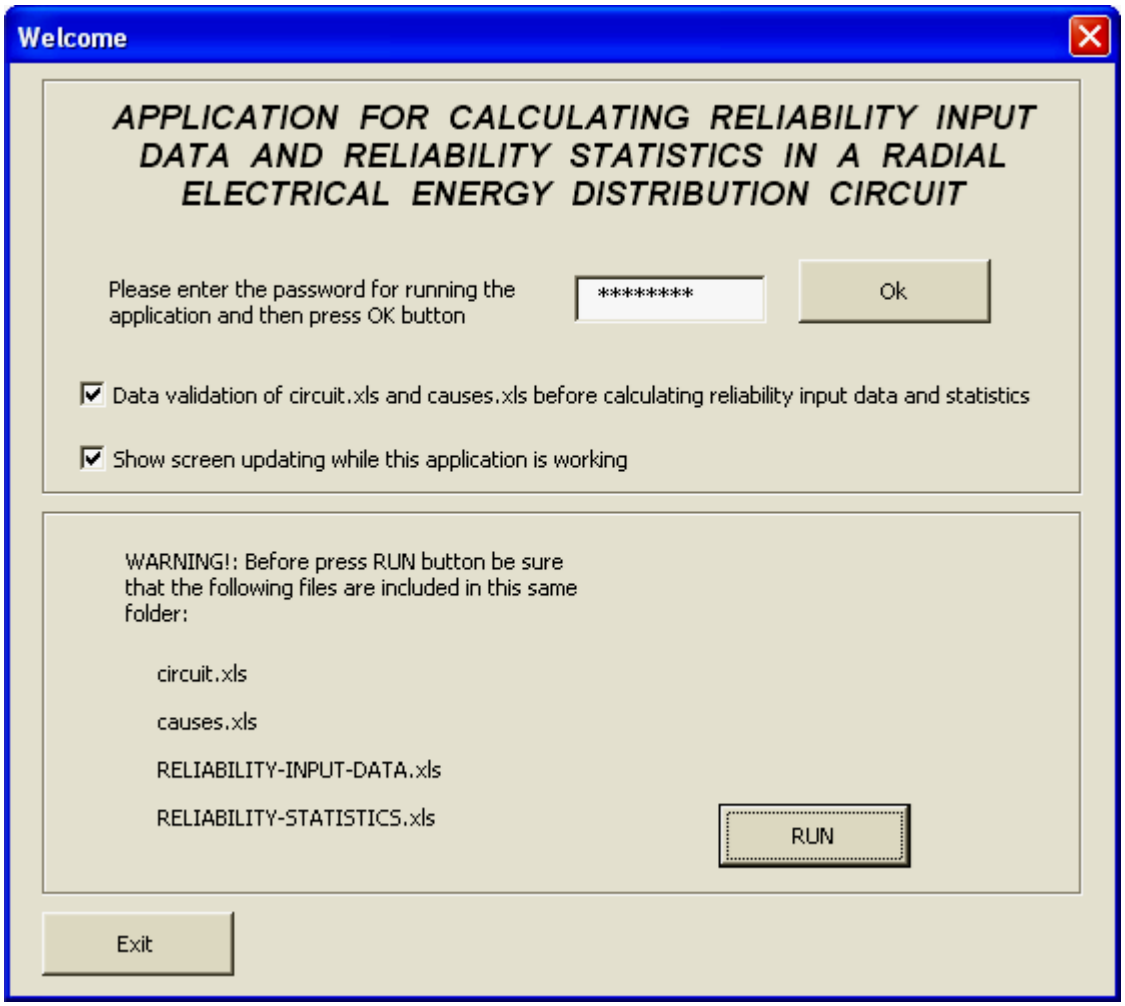
### 3.3 FUNDAMENTOS GENERALES Y COMPROBACIÓN MEDIANTE CASO DE APLICACIÓN DE RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm

La aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm determina las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica en el circuito bajo estudio mediante la edición del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Igualmente, esta macro calcula los datos de entrada necesarios y suficientes para hallar posteriormente los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito bajo estudio.

Los datos de entrada que aparecen en el archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls son calculados por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Esta aplicación es alimentada por los archivos de información inicial, circuit.xls y causes.xls.

RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm presenta el procedimiento reliability_input_data_and_statistics_calculation. Este procedimiento incluye las funciones data_validation_for_statistics e input_data_and_statistics_calculation. A través de la función data_validation_for_statistics, reliability_input_data_and_statistics_calculation valida los datos que aparecen en circuit.xls y causes.xls. El procedimiento previamente relacionado, a través de la función input_data_and_statistics_calculation, realiza el cálculo de los datos de entrada de confiabilidad y la generación de las estadísticas, mediante las cuales se determinan las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica en el circuito bajo estudio.

Figura 27. Interfaz asociada a reliability_input_data_and_statistics_calculation




Fuente: Elaboración propia

Al comienzo del procedimiento reliability_input_data_and_statistics_calculation se ejecuta la función a_file_is_missing. Si falta uno de los archivos requeridos en la misma carpeta donde se encuentra la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, la función a_file_is_missing le entrega la orden al procedimiento previamente relacionado para que la aplicación se salga de operación. De esta manera, el usuario de la aplicación bajo estudio está en la obligación de guardar en una misma carpeta la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, el archivo circuit.xls, el archivo causes.xls y los dos archivos con el formato de salida: RELIABILITY-INPUT-DATA.xls y RELIABILITY-STATISTICS.xls. Si falta uno solo de estos archivos el procedimiento reliability_input_data_and_statistics_calculation entrega un mensaje de error y la aplicación sale de operación.

Si no falta ningún archivo, reliability_input_data_and_statistics_calculation verifica que la casilla Data validation of circuit.xls and causes.xls before calculating reliability input data and statistics se encuentre activada. Si esta casilla, efectivamente, se encuentra activada el procedimiento reliability_input_data_and_statistics_calculation ejecuta la función de validación de datos data_validation_for_statistics. En caso contrario, el procedimiento previamente relacionado ejecuta, directamente, input_data_and_statistics_calculation. La casilla Data validation of circuit.xls and causes.xls before calculating reliability input data and statistics se puede apreciar en la interfaz asociada al procedimiento previamente relacionado, la cual se muestra en la Figura 27.

Si el usuario de la macro deja activada la casilla Show screen updating while this application is working el procedimiento bajo estudio ejecuta la aplicación mostrando los diferentes pantallazos que se obtienen por el trabajo desarrollado por las funciones asociadas a reliability_input_data_and_statistics_calculation.

Como se puede apreciar en la Figura 27, es necesario que el usuario presione el botón RUN para correr la aplicación. El botón Exit le permite al usuario cerrar la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm antes de ser ejecutada.

El archivo de salida de información RELIABILITY-STATISTICS.xls presenta cinco hojas de cálculo, a saber: GENERAL-INFORMATION, CAUSES-GENERAL-REPORT, FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD, EENS-ECOST-PER-ELEMENT y por último la hoja INVALID-FAILURES.

La hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION reúne los parámetros básicos de entrada y salida del diagnóstico de la confiabilidad realizado por la aplicación bajo estudio, RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Estos parámetros básicos corresponden a: Energy distribution circuit, Period under analysis, Start date, Final date, Number of nodes with associated load, Total number of analized failure records, Failure records number of the circuit under analysis y Number of valid failure records of the circuit under analysis. El valor de cada uno de estos parámetros aparece en la columna B de la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION una vez la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm ha concluido el procesamiento de la información inicial.

Energy distribution circuit corresponde al nombre del circuito bajo estudio, tal como aparece en el dato básico CIRCUIT de la hoja de cálculo BASIC-DATA, perteneciente al archivo circuit.xls.

Period under analysis corresponde al periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad, tal como aparece en el dato básico PERIOD UNDER ANALYSIS de la hoja de cálculo BASIC-DATA, perteneciente al archivo circuit.xls.

Start date corresponde a la fecha a partir de la cual se comienza a revisar la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, tal como aparece en el dato básico START DATE de la hoja de cálculo BASIC-DATA, perteneciente al archivo circuit.xls. Final date corresponde a la fecha final más allá de la cual se interrumpe la revisión de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, tal como aparece en el dato básico FINAL DATE de la hoja de cálculo BASIC-DATA, perteneciente al archivo circuit.xls.

Number of nodes with associated load corresponde al número de nodos primarios válidos con transformador asociado que pertenecen al circuito bajo estudio de acuerdo al cálculo realizado por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Total number of analized failure records corresponde al número total de registros de falla que fueron revisados por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm al interior de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls. Failure records number of the circuit under analysis corresponde al número de registros de falla asignados al circuito bajo estudio encontrados por la aplicación bajo estudio. Number of valid failure records of the circuit under analysis corresponde al número de registros de falla válidos encontrados por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. De esta manera, el valor calculado para Number of valid failure records of the circuit under analysis siempre será menor o igual al valor calculado para Failure records number of the circuit under analysis. Paralelamente, el valor calculado para Failure records number of the circuit under analysis siempre será menor o igual al valor calculado para Total number of analized failure records.

La hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT reúne las siguientes columnas: CAUSE ID, CAUSE DESCRIPTION, NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES), TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES), $\lambda_{cause}$ (FAILURES / YEAR), $U_{cause}$ (HOURS / YEAR), SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh), $EENS_{cause}$ (MWh / YEAR), EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY), y $ECOST_{cause}$ (CURRENCY / YEAR).

La columna CAUSE ID reúne todos los códigos de las causas que originan fallas en el sistema de potencia perteneciente al operador de red bajo estudio, tal como aparece en la columna CAUSE ID de la hoja de cálculo CAUSES, perteneciente al archivo causes.xls. La columna CAUSE DESCRIPTION recoge todas las descripciones de las causas que originan fallas en el sistema de potencia bajo estudio, tal como aparece en la columna CAUSE DESCRIPTION de la hoja de cálculo CAUSES, perteneciente al archivo causes.xls. La columna NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES) reúne el número de registros de falla válidos por cada causal de falla de acuerdo al cálculo realizado por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm.

La columna TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES) recoge la suma total de las duraciones de las fallas en minutos por cada causal de falla reportada por el operador de red bajo estudio. La columna $\lambda_{cause}$ (FAILURES / YEAR) reúne las tasas promedio de fallas en [fallas / año] asociadas a las causas de falla reportadas por el operador de red bajo estudio. La columna $U_{cause}$ (HOURS / YEAR) recoge las duraciones anuales en [horas / año] de las interrupciones asociadas a las causas de falla reportadas por el operador de red bajo estudio. La columna SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh) reúne la suma de las energías esperadas no suministradas en MWh por concepto de las fallas válidas asociadas a cada causal de falla reportada por el operador de red bajo estudio. La columna $EENS_{cause}$ (MWh / YEAR) recoge las energías esperadas no suministradas en [MWh / año] asociadas a cada causal de falla reportada por el operador de red bajo estudio. La columna EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY) reúne la suma de los costos esperados de interrupción en [unidad monetaria] asociada a cada causal de falla reportada por el operador de red bajo estudio. $ECOST_{cause}$ (CURRENCY / YEAR) recoge los costos esperados de interrupción en [unidad monetaria / año] asociados a cada causal de falla reportada por el operador de red bajo estudio.

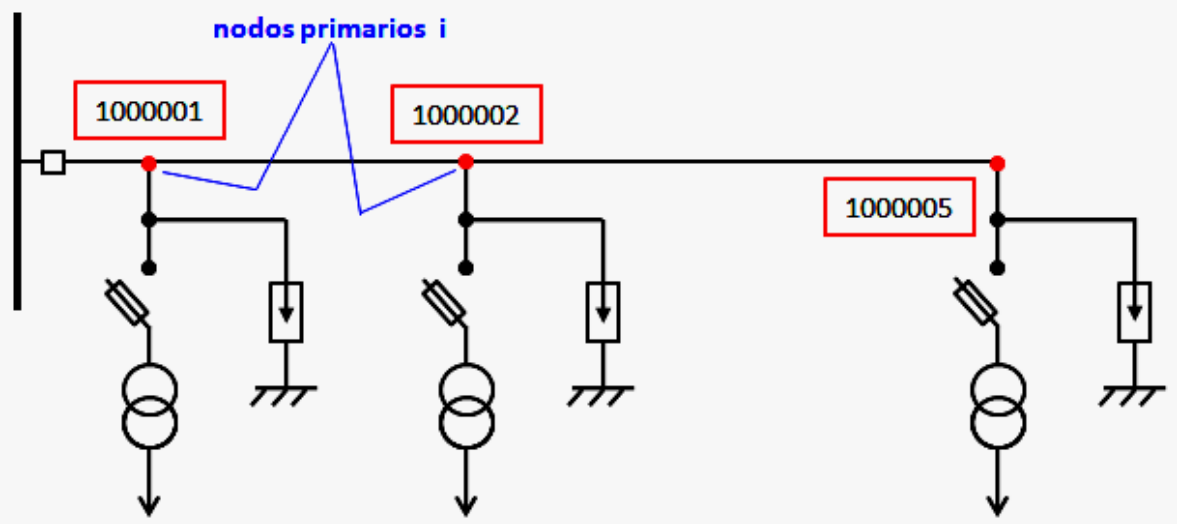
La hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD reúne, inicialmente, las columnas CAUSE ID y CAUSE DESCRIPTION. Estas columnas presentan la misma correspondencia relacionada en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT. Mediante la operación de RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm se llenan nuevas columnas en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD. Estas nuevas columnas designan los barrios y sectores geográficos que son atravesados por el circuito bajo estudio de acuerdo a la columna NEIGHBORHOOD de la hoja de cálculo NODE-INFORMATION, perteneciente al archivo circuit.xls. La aplicación previamente relacionada cuenta el número de fallas por barrio y por causal de falla. Posteriormente, el número de fallas por barrio y por causal de falla es dividido entre el valor asociado al dato básico PERIOD UNDER ANALYSIS de la hoja de cálculo BASIC-DATA, perteneciente al archivo circuit.xls. Este cociente es igual a la tasa promedio de fallas asociadas a la causa de falla cause para el barrio o sector neighborhood, $\lambda_{cause\ per\ neighborhood}$. De esta manera, la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm calcula el indicador $\lambda_{cause\ per\ neighborhood}$ para todas las causales de falla utilizadas por el operador de red y para todos los barrios y sectores que son atravesados por el circuito bajo estudio.

La hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT reúne las columnas: ELEMENT j, RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j, CALCULATED VALUE y UNITS. La columna ELEMENT j reúne los subíndices j del conjunto de indicadores $EENS_j$ y $ECOST_j$ tal como se explicó en los capítulos 1 y 2 del presente trabajo. La columna RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j recoge el listado de los nuevos índices de confiabilidad para el cálculo de la incidencia energética y económica de las fallas asociadas al elemento j, tal como aparece en la tabla 3. RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm calcula los valores de los indicadores relacionados con anterioridad. Estos valores son digitados en la columna CALCULATED VALUE de la hoja EENS-ECOST-PER-ELEMENT, perteneciente al archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. La columna UNITS, simplemente, muestra las unidades de los índices de confiabilidad que aparecen en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT.

La hoja de cálculo INVALID-FAILURES presenta las mismas columnas que aparecen en la hoja de cálculo FAILURES perteneciente al archivo circuit.xls. Como se anotó en el capítulo 2 del presente trabajo, la hoja de cálculo FAILURES incluye las siguientes columnas: OPENING EVENT, CLOSING EVENT, TYPE OF FAILURE, OPENING DATE, DURATION (MINUTES), CIRCUIT CODE, NODE, CAUSE CODE, CAUSE DESCRIPTION y OBSERVATIONS. De esta manera, la hoja de cálculo INVALID-FAILURES recoge los registros de falla inválidos asignados al circuito bajo estudio que fueron revisados por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. La información correspondiente a este subconjunto de registros de falla es, particularmente, importante, porque permite conocer la incidencia del proceso de reconfiguración de circuitos más las consecuencias de la continua entrada y salida de usuarios que son alimentados por el sistema de distribución local SDL del operador de red bajo estudio.

Con el fin de probar el algoritmo de RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, a continuación se anexa un sencillo caso de aplicación, el cual será resuelto mediante la macro previamente relacionada. En la Figura 28, que se presenta a continuación, se puede visualizar el diagrama unifilar del circuito asociado al caso de aplicación a ser estudiado mediante la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm.

Figura 28. Diagrama unifilar del circuito asociado al caso de aplicación para comprobar el algoritmo de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm




Fuente: Elaboración propia

En las tablas 12, 13, 14, 15, 16 y 17 se muestran los datos por columna de los dos archivos de información inicial, causes.xls y circuit.xls, correspondientes al caso de aplicación bajo estudio.

Tabla 12. Contenido de las columnas A, B y C de la hoja de cálculo CAUSES del archivo causes.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| CAUSE ID | CAUSE DESCRIPTION | CAN YOU CLEAR THIS FAILURE CAUSE BY MEANS OF A RECLOSER? (TRUE / FALSE) |
|---|---|---|
| 1000 | MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | FALSE |
| 1100 | FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA | FALSE |
| 1500 | FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | FALSE |
| 2000 | FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | FALSE |
| 1700 | OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS – VEGETACION | TRUE |
| 900 | OBJETOS SOBRE RED – AVES | TRUE |
| 500 | DESCARGAS ATMOSFERICAS – METEOROLOGIA | FALSE |
| end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Contenido de las columnas A, B y C de la hoja de cálculo BASIC-DATA del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| | | |
|---|---|---|
| **CIRCUIT** | UNIVERSE ZONE | |
| **CIRCUIT CODE** | 10 300 | |
| **PERIOD UNDER ANALYSIS** | 2 | **years** |
| **START DATE** | 03/01/2013 | **dd/mm/yy** |
| **FINAL DATE** | 31/12/2014 | **dd/mm/yy** |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14. Contenido de las columnas A, B, C y D de la hoja FINANCIAL-INFORMATION del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| NODE | CIRCUIT | $MONEY_i$ (CURRENCY) | $ENERGY_i$ (kWh) |
|---|---|---|---|
| 1000001 | UNIVERSE ZONE | 8810000 | 20000 |
| 1000002 | UNIVERSE ZONE | 12322500 | 30000 |
| 1000005 | UNIVERSE ZONE | 4308000 | 10000 |
| 1000003 | PLANET ZONE | 6615000 | 15000 |
| 1000004 | PLANET ZONE | 10350000 | 25000 |
| end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15. Contenido de las columnas A, B, C y D de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| NODE | NEIGHBORHOOD | $N_i$ (USERS) | AVERAGE MONTHLY ENERGY CONSUMPTION IN THE LAST YEAR $ENERGY_{AVERAGE-i}$ (kWh) |
|---|---|---|---|
| 1000003 | MELROSE PLACE | 75 | 20160 |
| 1000004 | ROOSEVELT AVENUE | 125 | 30240 |
| 1000001 | FOREST HILLS | 100 | 10080 |
| 1000002 | HIGH AVENUE | 150 | 15120 |
| 1000005 | LINCOLN SQUARE | 50 | 25200 |
| end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16. Contenido de las columnas A, B, C, D, E, F, G y H de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| OPENING EVENT | CLOSING EVENT | TYPE OF FAILURE | OPENING DATE | DURATION (MINUTES) | CIRCUIT CODE | NODE | CAUSE CODE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 140000 | 140001 | Red | 31/12/2012 10:33 | 40 | 10 300 | 1000001 | 1000 |
| 150000 | 150001 | Red | 03/01/2013 9:15 | 30 | 10 301 | 1000015 | 1000 |
| 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000001 | 1500 |
| 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000002 | 1500 |
| 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000005 | 1500 |
| 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000003 | 1500 |
| 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000004 | 1500 |
| 162000 | 162001 | Red | 25/04/2013 21:09 | 90 | 10 300 | 1000003 | 1700 |
| 162000 | 162001 | Red | 25/04/2013 21:09 | 90 | 10 300 | 1000004 | 1700 |
| 162000 | 162001 | Red | 25/04/2013 21:09 | 90 | 10 300 | 1000005 | 1700 |
| 173000 | 173001 | Red | 10/11/2013 9:39 | 120 | 10 300 | 1000002 | 1100 |
| 203000 | 203001 | Red | 01/01/2014 10:16 | 270 | 10 300 | 1000005 | 2000 |
| 215000 | 215001 | Red | 03/01/2014 16:20 | 20 | 10 301 | 1000003 | 1000 |
| 325000 | 325001 | Red | 09/03/2014 3:40 | 45 | 10 300 | 1000001 | 1000 |
| 455000 | 455001 | Red | 22/06/2014 11:16 | 60 | 10 300 | 1000005 | 2000 |
| 567000 | 567001 | Red | 31/12/2014 23:59 | 270 | 10 300 | 1000002 | 500 |
| 567000 | 567001 | Red | 31/12/2014 23:59 | 270 | 10 300 | 1000005 | 500 |
| 655000 | 655001 | Red | 01/01/2015 11:16 | 70 | 10 300 | 1000002 | 2000 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Contenido de las columnas I y J de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| CAUSE DESCRIPTION | OBSERVATIONS |
|---|---|
| MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | Daño secundario |
| MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | Se repara red secundaria |
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | Se retiran ramas del primario |
| OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | Se retiran ramas del primario |
| OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | Se retiran ramas del primario |
| FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA | Se retira trafo quemado C6461/112.5 se instala C23025/112.5 siemens nodo 1000002 |
| FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | Se cambia transformador en mal estado |
| MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | Daño secundario |
| MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | Se repara red secundaria |
| FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | Se cambia cortacircuito dañado, al cual se le quemó la vela |
| DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA | Se presento vendaval, se aisla poste primario roto |
| DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA | Se presento vendaval, se aisla poste primario roto |
| FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | Se cambia cortacircuito dañado, al cual se le quemó la vela |

Fuente: Elaboración propia

Como ya se explicó con anterioridad, RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm determina las causas raíz que afectan la continuidad del servicio de energía eléctrica y calcula los datos de entrada necesarios y suficientes para hallar posteriormente los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito bajo estudio. En este sentido y en primer lugar, se calcularán, manualmente, los datos de entrada que deberían aparecer en el archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. En segundo lugar, se determinarán, manualmente, los datos de salida de RELIABILITY-STATISTICS.xls. En tercer lugar, se mostrará la información arrojada por la macro previamente mencionada y se comparará con los resultados previamente calculados de forma manual.

Para el caso de aplicación bajo estudio, la macro mencionada con anterioridad únicamente revisa los registros de falla que se encuentran entre las fechas dadas por los datos básicos START DATE y FINAL DATE de la hoja de cálculo BASIC-DATA, perteneciente al archivo circuit.xls. Igualmente, la macro previamente relacionada únicamente tiene en cuenta los registros de falla asignados al circuito bajo estudio, UNIVERSE ZONE. De estos últimos registros de falla, solamente, aquellos que tienen asignado un nodo primario perteneciente al circuito bajo estudio son utilizados para actualizar el valor de los índices de confiabilidad incluidos en la macro mencionada con anterioridad. De la Figura 28 se puede establecer que el circuito bajo estudio, UNIVERSE ZONE, contiene tres trasformadores de distribución los cuales corresponden a los nodos primarios 1000001, 1000002 y 1000005. De esta manera, la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm digita 1000001, 1000002 y 1000005 en las filas 2, 3 y 4 de la columna NODE WITH ASSOCIATED LOAD de la hoja de cálculo INPUT-DATA, perteneciente al archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. La macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, igualmente, digita los valores correspondientes de las columnas $MONEY_i$ (CURRENCY) y $ENERGY_i$ (kWh) de la hoja de cálculo FINANCIAL-INFORMATION en las columnas que llevan los mismos nombres de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. La macro mencionada con anterioridad realiza el cociente entre los datos de las columnas $MONEY_i$ (CURRENCY) y $ENERGY_i$ (kWh), obteniendo los valores a ser digitados en la columna $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh). RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm digita los valores correspondientes de la columna $N_i$ (USERS) de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls en la columna que lleva el mismo nombre de la hoja INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. La macro previamente relacionada divide el valor de cada celda correspondiente de la columna AVERAGE MONTHLY ENERGY CONSUMPTION IN THE LAST YEAR $ENERGY_{AVERAGE\text{-}i}$ (kWh) entre 720. Estos cocientes son asignados a cada celda correspondiente de la columna $P_i$ (kW) de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. De esta manera, los datos que deben aparecer en las columnas A, L, M, N, O y P de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls son los que se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, L, M, N, O y P de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $MONEY_i$ (CURRENCY) | $ENERGY_i$ (kWh) | $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) | $N_i$ (USERS) | $P_i$ (kW) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1000001 | 8810000 | 20000 | 440,50 | 100 | 14 |
| 1000002 | 12322500 | 30000 | 410,75 | 150 | 21 |
| 1000005 | 4308000 | 10000 | 430,80 | 50 | 35 |

Fuente: Elaboración propia

Como START DATE es igual a 03/01/2013 no se tiene en cuenta el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 140000 porque este registro presenta un OPENING DATE igual a 31/12/2012 10:33. RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm comienza a revisar a partir del registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 150000 porque este registro presenta un START DATE igual a 03/01/2013 9:15. Este último registro presenta un CIRCUIT CODE igual a 10 301, el cual es diferente frente al código del circuito bajo estudio, el cual es igual a 10 300 según se puede visualizar en la Tabla 13. De esta manera, la macro continúa con el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 151000. El evento de falla correspondiente al OPENING EVENT igual a 151000 reúne cinco registros de falla de los cuales tres corresponden a los nodos primarios 1000001, 1000002 y 1000005. La duración de este evento de falla es igual a 0,5 minutos. Como a lo largo de la hoja de cálculo FAILURES el evento de falla correspondiente al OPENING EVENT igual a 151000 es el único que contiene fallas activas, se obtiene:

$$U_{A1000001} = U_{A1000002} = U_{A1000005} = 0{,}50 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años})$$

$$U_{A1000001} = U_{A1000002} = U_{A1000005} = 0{,}004166667 \text{ horas / año}$$

$$\lambda_{A1000001} = \lambda_{A1000002} = \lambda_{A1000005} = 1 \text{ falla} / 2 \text{ años}$$

$$\lambda_{A1000001} = \lambda_{A1000002} = \lambda_{A1000005} = 0{,}5 \text{ fallas / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, el nodo primario 1000001 vuelve a aparecer en el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 325000. De acuerdo a este registro de falla se obtiene:

$$U_{PS1000001} = 45 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 0{,}375 \text{ horas / año}$$

$$\lambda_{PS1000001} = 1 \text{ falla} / 2 \text{ años} = 0{,}5 \text{ fallas / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, el nodo primario 1000002 vuelve a aparecer en los registros de falla cuyos OPENING EVENT son iguales a 173000, 567000 y 655000. El registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 655000 no se tiene en cuenta porque el valor correspondiente contenido en la celda de la columna OPENING DATE es posterior al valor dado por el dato básico FINAL DATE. De acuerdo a los registros de falla cuyos OPENING EVENT son iguales a 173000 y 567000, se obtiene:

$$U_{PT1000002} = 120 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 1 \text{ hora / año}$$

$$\lambda_{PT1000002} = 1 \text{ falla} / 2 \text{ años} = 0{,}5 \text{ fallas / año}$$

$$U_{PL1000002} = 270 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 2{,}25 \text{ horas / año}$$

$$\lambda_{PL1000002} = 1 \text{ falla} / 2 \text{ años} = 0{,}5 \text{ fallas / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, el nodo primario 1000005 vuelve a aparecer en los registros de falla cuyos OPENING EVENT son iguales a 162000, 203000, 455000 y 567000. De acuerdo a estos registros de falla, se obtiene:

$$U_{PR1000005} = 90 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 0{,}75 \text{ horas / año}$$

$$\lambda_{PR1000005} = 1 \text{ falla} / 2 \text{ años} = 0{,}5 \text{ fallas / año}$$

$$U_{PT1000005} = (270+60) \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 2{,}75 \text{ horas / año}$$

$$\lambda_{PT1000005} = (1+1) \text{ fallas} / 2 \text{ años} = 1 \text{ falla / año}$$

$$U_{PL1000005} = 270 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 2{,}25 \text{ horas / año}$$

$$\lambda_{PL1000005} = 1 \text{ falla} / 2 \text{ años} = 0{,}5 \text{ fallas / año}$$

De esta manera, los datos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D, E, F, G, H, I, J y K de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls son los que se muestran en las tablas 19 y 20.

Tabla 19. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D, E y F de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $\lambda_A$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PL}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PR}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PT}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PS}$ (FAILURES / YEAR) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1000001 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0,5 |
| 1000002 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 |
| 1000005 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 1 | 0 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 20. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, G, H, I, J y K de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $U_A$ (HOURS / YEAR) | $U_{PL}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PR}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PT}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PS}$ (HOURS / YEAR) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1000001 | 0,004166667 | 0 | 0 | 0 | 0,375 |
| 1000002 | 0,004166667 | 2,25 | 0 | 1 | 0 |
| 1000005 | 0,004166667 | 2,25 | 0,75 | 2,75 | 0 |

Fuente: Elaboración propia

RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, paralelamente y para el caso de aplicación bajo estudio, calcula los datos de salida de RELIABILITY-STATISTICS.xls. La macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm digita los valores correspondientes de las columnas CAUSE ID y CAUSE DESCRIPTION de la hoja de cálculo CAUSES del archivo causes.xls en las columnas que llevan los mismos nombres de las hojas CAUSES-GENERAL-REPORT y FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Como ya se explicó con anterioridad, la macro previamente relacionada comienza a actualizar los respectivos índices de confiabilidad desde el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 151000. Este evento de falla reúne cinco registros de falla de los cuales tres corresponden a los nodos primarios 1000001, 1000002 y 1000005. La duración de este evento de falla es igual a 0,5 minutos. El evento de falla correspondiente al OPENING EVENT igual a 151000 presenta la causal 1500, FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION. Según los contenidos de las tablas 16 y 17, que contienen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, la causal FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION únicamente aparece en el evento de falla correspondiente al OPENING EVENT igual a 151000. Teniendo en cuenta los valores calculados para las celdas de columnas $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) y $P_i$ (kW) de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, para la causa de falla 1500 se obtiene:

$$\text{NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES)}_{1500} = 3$$

$$\text{TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES)}_{1500} = 3 \times 0{,}5$$

$$\text{TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES)}_{1500} = 1{,}5$$

$$\lambda_{1500} = 3 \text{ fallas} / 2 \text{ años} = 1{,}5 \text{ fallas} / \text{año}$$

$$U_{1500} = 1{,}5 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 0{,}0125 \text{ horas} / \text{año}$$

$$\text{SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)}_{1500} = [(14+21+35) \times (0{,}5 / 60)] / 1000$$

SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES $(MWh)_{1500}$ = 0,000583333

$EENS_{1500}$ = 0,000583333 MWh / 2 años = 0,000291667 MWh / año

EXPECTED INTERRUPTION COST $(CURRENCY)_{1500}$ = [(14 x 440,5) + (21 x 410,75) + (35 x 430,80)] x (0,5 / 60) = 248,9229167 pesos colombianos

$ECOST_{1500}$ = 248,9229167 pesos colombianos / 2 años

$ECOST_{1500}$ = 124,4614583 pesos colombianos / año

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, la causal de falla 1700, OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, solo aparece en el evento de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 162000. De acuerdo a este evento de falla se obtiene:

NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS $(FAILURES)_{1700}$ = 1

TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION $(MINUTES)_{1700}$ = 1 x 90

TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION $(MINUTES)_{1700}$ = 90

$\lambda_{1700}$ = 1 falla / 2 años = 0,5 fallas / año

$U_{1700}$ = 90 minutos / (60 minutos/hora x 2 años) = 0,75 horas / año

SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES $(MWh)_{1700}$ = [35 x (90 / 60)] / 1000

SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES $(MWh)_{1700}$ = 0,0525

$EENS_{1700}$ = 0,0525 MWh / 2 años = 0,02625 MWh / año

EXPECTED INTERRUPTION COST $(CURRENCY)_{1700}$ = (35 x 430,80) x (90 / 60) = 22617 pesos colombianos

$ECOST_{1700}$ = 22617 pesos colombianos / 2 años

$$ECOST_{1700} = 11308{,}5 \text{ pesos colombianos / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, la causal de falla 1100, FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA, solo aparece en el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 173000. De acuerdo a este registro de falla se obtiene:

$$\text{NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES)}_{1100} = 1$$

$$\text{TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES)}_{1100} = 1 \times 120$$

$$\text{TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES)}_{1100} = 120$$

$$\lambda_{1100} = 1 \text{ falla / 2 años} = 0{,}5 \text{ fallas / año}$$

$$U_{1100} = 120 \text{ minutos / (60 minutos/hora} \times 2 \text{ años)} = 1 \text{ hora / año}$$

$$\text{SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)}_{1100} = [21 \times (120 / 60)] / 1000$$

$$\text{SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)}_{1100} = 0{,}042$$

$$EENS_{1100} = 0{,}042 \text{ MWh / 2 años} = 0{,}021 \text{ MWh / año}$$

$$\text{EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY)}_{1100} = (21 \times 410{,}75) \times (120 / 60) = 17251{,}5 \text{ pesos colombianos}$$

$$ECOST_{1100} = 17251{,}5 \text{ pesos colombianos / 2 años}$$

$$ECOST_{1100} = 8625{,}75 \text{ pesos colombianos / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, la causal de falla 2000, FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE, aparece en los registros de falla cuyos OPENING EVENT son iguales a 203000 y 455000. De acuerdo a estos registros de falla se obtiene:

$$\text{NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES)}_{2000} = 2$$

$$\text{TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES)}_{2000} = 270+60$$

TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES) $_{2000}$ = 330

$\lambda_{2000}$ = 2 fallas / 2 años = 1 falla / año

$U_{2000}$ = 330 minutos / (60 minutos/hora x 2 años) = 2,75 horas / año

SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)$_{2000}$ = [35 x (330 / 60)] / 1000

SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)$_{2000}$ = 0,1925

$EENS_{2000}$ = 0,1925 MWh / 2 años = 0,09625 MWh / año

EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY)$_{2000}$ = (35 x 430,80) x (330 / 60) = 82929 pesos colombianos

$ECOST_{2000}$ = 82929 pesos colombianos / 2 años

$ECOST_{2000}$ = 41464,5 pesos colombianos / año

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, la causal de falla 1000, MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA, aparece en el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 325000. De acuerdo a este registro de falla se obtiene:

NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES)$_{1000}$ = 1

TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES) $_{1000}$ = 45

$\lambda_{1000}$ = 1 falla / 2 años = 0,5 fallas / año

$U_{1000}$ = 45 minutos / (60 minutos/hora x 2 años) = 0,375 horas / año

SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)$_{1000}$ = [14 x (45 / 60)] / 1000

SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)$_{1000}$ = 0,0105

$$EENS_{1000} = 0{,}0105 \text{ MWh} / 2 \text{ años} = 0{,}00525 \text{ MWh} / \text{año}$$

$$\text{EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY)}_{1000} = (14 \times 440{,}50) \times (45 / 60) = 4625{,}25 \text{ pesos colombianos}$$

$$ECOST_{1000} = 4625{,}25 \text{ pesos colombianos} / 2 \text{ años}$$

$$ECOST_{1000} = 2312{,}625 \text{ pesos colombianos} / \text{año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, la causal de falla 500, DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA, aparece en el evento de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 567000. De acuerdo a este evento de falla se obtiene:

$$\text{NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES)}_{500} = 2$$

$$\text{TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES)}_{500} = 2 \times 270$$

$$\text{TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES)}_{500} = 540$$

$$\lambda_{500} = 2 \text{ fallas} / 2 \text{ años} = 1 \text{ falla} / \text{año}$$

$$U_{500} = 540 \text{ minutos} / (60 \text{ minutos/hora} \times 2 \text{ años}) = 4{,}5 \text{ horas} / \text{año}$$

$$\text{SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)}_{500} = [(21+35) \times (270 / 60)] / 1000$$

$$\text{SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh)}_{500} = 0{,}252$$

$$EENS_{500} = 0{,}252 \text{ MWh} / 2 \text{ años} = 0{,}126 \text{ MWh} / \text{año}$$

$$\text{EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY)}_{500} = [(35 \times 430{,}80) + (21 \times 410{,}75)] (270 / 60) = 106666{,}875 \text{ pesos colombianos}$$

$$ECOST_{500} = 106666{,}875 \text{ pesos colombianos} / 2 \text{ años}$$

$$ECOST_{500} = 53333{,}4375 \text{ pesos colombianos} / \text{año}$$

De esta manera, los datos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D, E, F, G, H, I y J de la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls son los que se visualizan en las tablas 21 y 22.

Tabla 21. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, C, D, E y F de la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| CAUSE ID | NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES) | TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES) | $\lambda_{CAUSE}$ (FAILURES / YEAR) | $U_{CAUSE}$ (HOURS / YEAR) |
|---|---|---|---|---|
| 1000 | 1 | 45 | 0,5 | 0,375 |
| 1100 | 1 | 120 | 0,5 | 1 |
| 1500 | 3 | 1,5 | 1,5 | 0,0125 |
| 2000 | 2 | 330 | 1 | 2,75 |
| 1700 | 1 | 90 | 0,5 | 0,75 |
| 900 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 500 | 2 | 540 | 1 | 4,5 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 22. Datos definitivos que deben aparecer en las columnas A, G, H, I y J de la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| CAUSE ID | SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh) | $EENS_{CAUSE}$ (MWh / YEAR) | EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY) | $ECOST_{CAUSE}$ (CURRENCY / YEAR) |
|---|---|---|---|---|
| 1000 | 0,0105 | 0,00525 | 4625,25 | 2312,625 |
| 1100 | 0,042 | 0,021 | 17251,5 | 8625,75 |
| 1500 | 0,000583333 | 0,000291667 | 248,9229167 | 124,4614583 |
| 2000 | 0,1925 | 0,09625 | 82929 | 41464,5 |
| 1700 | 0,0525 | 0,02625 | 22617 | 11308,5 |
| 900 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 500 | 0,252 | 0,126 | 106666,875 | 53333,4375 |

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta la tabla 15, correspondiente al contenido de las columnas de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls, para el caso de aplicación bajo estudio la causal de falla 1500, FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION, solo aparece en el evento de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 151000. De acuerdo a este evento de falla se calculan los índices de confiabilidad $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$, como se muestra a continuación:

$$\lambda_{\text{1500 per FOREST HILLS}} = \lambda_{\text{1500 per HIGH AVENUE}} = \lambda_{\text{1500 per LINCOLN SQUARE}} = 1 \text{ falla / 2 años}$$

$$\lambda_{\text{1500 per FOREST HILLS}} = \lambda_{\text{1500 per HIGH AVENUE}} = \lambda_{\text{1500 per LINCOLN SQUARE}} = 0{,}5 \text{ fallas / años}$$

Teniendo en cuenta la tabla 15, correspondiente al contenido de las columnas de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls, para el caso de aplicación bajo estudio la causal de falla 1700, OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, solo aparece en el evento de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 162000. De acuerdo a este evento de falla se calcula el índice de confiabilidad $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$, como se muestra a continuación:

$$\lambda_{\text{1700 per LINCOLN SQUARE}} = 1 \text{ falla / 2 años}$$

$$\lambda_{\text{1700 per LINCOLN SQUARE}} = 0{,}5 \text{ fallas / años}$$

Teniendo en cuenta la tabla 15, correspondiente al contenido de las columnas de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls, para el caso de aplicación bajo estudio la causal de falla 1100, FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA, solo aparece en el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 173000. De acuerdo a este registro de falla se calcula el índice de confiabilidad $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$, como se muestra a continuación:

$$\lambda_{\text{1100 per HIGH AVENUE}} = 1 \text{ falla / 2 años}$$

$$\lambda_{\text{1100 per HIGH AVENUE}} = 0{,}5 \text{ fallas / años}$$

Teniendo en cuenta la tabla 15, correspondiente al contenido de las columnas de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls, para el caso de aplicación bajo estudio la causal de falla 2000, FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE, solo aparece en los registros de falla cuyos OPENING EVENT son iguales a 203000 y 455000. De acuerdo a este evento de falla se calcula el índice de confiabilidad $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$, como se muestra a continuación:

$$\lambda_{\text{2000 per LINCOLN SQUARE}} = 2 \text{ fallas / 2 años}$$

$$\lambda_{\text{2000 per LINCOLN SQUARE}} = 1 \text{ falla / años}$$

Teniendo en cuenta la tabla 15, correspondiente al contenido de las columnas de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls, para el caso de aplicación bajo estudio la causal de falla 1000, MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA, solo aparece en el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 325000. De acuerdo a este evento de falla se calcula el índice de confiabilidad $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$, como se muestra a continuación:

$$\lambda_{\text{1000 per FOREST HILLS}} = 1 \text{ falla / 2 años}$$

$$\lambda_{\text{1000 per FOREST HILLS}} = 0{,}5 \text{ fallas / años}$$

Teniendo en cuenta la tabla 15, correspondiente al contenido de las columnas de la hoja NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls, para el caso de aplicación bajo estudio la causal de falla 500, DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA, solo aparece en el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 567000. De acuerdo a este evento de falla se calcula el índice de confiabilidad $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$, como se muestra a continuación:

$$\lambda_{\text{500 per HIGH AVENUE}} = \lambda_{\text{500 per LINCOLN SQUARE}} = 1 \text{ falla / 2 años}$$

$$\lambda_{\text{500 per HIGH AVENUE}} = \lambda_{\text{500 per LINCOLN SQUARE}} = 0{,}5 \text{ fallas / años}$$

De esta manera, los datos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D y E de la hoja FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls son los que se visualizan en la Tabla 23.

Tabla 23. Datos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D y E de la hoja FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| **CAUSE ID** | **CAUSE DESCRIPTION** | FOREST HILLS | HIGH AVENUE | LINCOLN SQUARE |
|---|---|---|---|---|
| 1000 | MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | 0,5 | 0 | 0 |
| 1100 | FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA | 0 | 0,5 | 0 |
| 1500 | FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 2000 | FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | 0 | 0 | 1 |
| 1700 | OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS – VEGETACION | 0 | 0 | 0,5 |
| 900 | OBJETOS SOBRE RED – AVES | 0 | 0 | 0 |
| 500 | DESCARGAS ATMOSFERICAS – METEOROLOGIA | 0 | 0,5 | 0,5 |

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, más los valores calculados para las celdas de columnas $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) y $P_i$ (kW) de la hoja INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, el evento de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 151000 es el único que presenta fallas activas. De acuerdo a este evento de falla se obtiene:

$$EENS_A = [(14+21+35) \times (0,5 / 60)] / (1000 \times 2)$$

$$EENS_A = 0,000291667 \text{ MWh / año}$$

$$ECOST_A = [(14 \times 440,5) + (21 \times 410,75) + (35 \times 430,80)] \times (0,5 / 60) \times (1 / 2)$$

$$ECOST_A = 124,4614583 \text{ pesos colombianos / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, más los valores calculados para las celdas de columnas $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) y $P_i$ (kW) de la hoja INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, el evento de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 162000 es el único que presenta fallas pasivas en la red primaria, las cuales puede ser despejadas mediante la instalación de reconectadores. De acuerdo a este evento de falla se obtiene:

$$EENS_{PR} = [35 \times (90 / 60)] / (1000 \times 2)$$

$$EENS_{PR} = 0,02625 \text{ MWh / año}$$

$$ECOST_{PR} = (35 \times 430,80) \times (90 / 60) \times (1 / 2)$$

$$ECOST_{PR} = 11308,5 \text{ pesos colombianos / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, más los valores calculados para las celdas de columnas $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) y $P_i$ (kW) de la hoja INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, los registros de falla cuyos OPENING EVENT son iguales a 173000, 203000 y 455000 presentan fallas pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario). De acuerdo a estos registros de falla se obtiene:

$$EENS_{PT} = \{[21 \times (120 / 60)] / (1000 \times 2)\} + \{[35 \times (330 / 60)] / (1000 \times 2)\}$$

$$EENS_{PT} = 0,11725 \text{ MWh / año}$$

$$ECOST_{PT} = \{(21 \times 410{,}75) \times (120 / 60) \times (1 / 2)\} + \{(35 \times 430{,}80) \times (330 / 60) \times (1 / 2)\}$$

$$ECOST_{PT} = 50090{,}25 \text{ pesos colombianos / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, más los valores calculados para las celdas de columnas $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) y $P_i$ (kW) de la hoja INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, el registro de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 325000 es el único que presenta una falla pasiva en la red secundaria. De acuerdo a este registro de falla se obtiene:

$$EENS_{PS} = [14 \times (45 / 60)] / (1000 \times 2)$$

$$EENS_{PS} = 0{,}00525 \text{ MWh / año}$$

$$ECOST_{PS} = (14 \times 440{,}50) \times (45 / 60) \times (1 / 2)$$

$$ECOST_{PS} = 2312{,}625 \text{ pesos colombianos / año}$$

Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, más los valores calculados para las celdas de columnas $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) y $P_i$ (kW) de la hoja INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls, el evento de falla cuyo OPENING EVENT es igual a 567000 es el único que presenta una falla pasiva en la red primaria, la cual no puede ser despejada mediante la instalación de reconectador. De acuerdo a este evento de falla se obtiene:

$$EENS_{PL} = [(21+35) \times (270 / 60)] / (1000 \times 2)$$

$$EENS_{PL} = 0{,}126 \text{ MWh / año}$$

$$ECOST_{PL} = [(35 \times 430{,}80) + (21 \times 410{,}75)] (270 / 60) \times (1 / 2)$$

$$ECOST_{PL} = 53333{,}4375 \text{ pesos colombianos / año}$$

De esta manera, los datos que deben aparecer en las columnas A, B, C y D de la hoja EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls son los que se visualizan en la Tabla 24.

Tabla 24. Datos que deben aparecer en las columnas A, B, C y D de la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 0,000291667 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 0,126 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 0,02625 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0,11725 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,00525 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 124,4614583 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 53333,4375 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 11308,5 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 50090,25 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 2312,625 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

Como ya se explicó con anterioridad, la hoja de cálculo INVALID-FAILURES recoge los registros de falla inválidos asignados al circuito bajo estudio que fueron revisados por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Teniendo en cuenta los contenidos de las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, los registros de falla que deben aparecer en la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls son los que se visualizan en las tablas 25 y 26.

Tabla 25. Datos que deben aparecer en las columnas A, B, C, D, E, F, G y H de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| OPENING EVENT | CLOSING EVENT | TYPE OF FAILURE | OPENING DATE | DURATION (MINUTES) | CIRCUIT CODE | NODE | CAUSE CODE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000003 | 1500 |
| 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000004 | 1500 |
| 162000 | 162001 | Red | 25/04/2013 21:09 | 90 | 10 300 | 1000003 | 1700 |
| 162000 | 162001 | Red | 25/04/2013 21:09 | 90 | 10 300 | 1000004 | 1700 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 26. Datos que deben aparecer en las columnas I y J de la hoja INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| CAUSE DESCRIPTION | OBSERVATIONS |
|---|---|
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | Se retiran ramas del primario |
| OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | Se retiran ramas del primario |

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta las tablas 16 y 17, que incluyen los datos de la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls, más la Tabla 13, correspondiente al contenido de la hoja BASIC-DATA del archivo previamente relacionado, para el caso de aplicación bajo estudio la información que debe aparecer en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls es la que se visualiza en la Tabla 27.

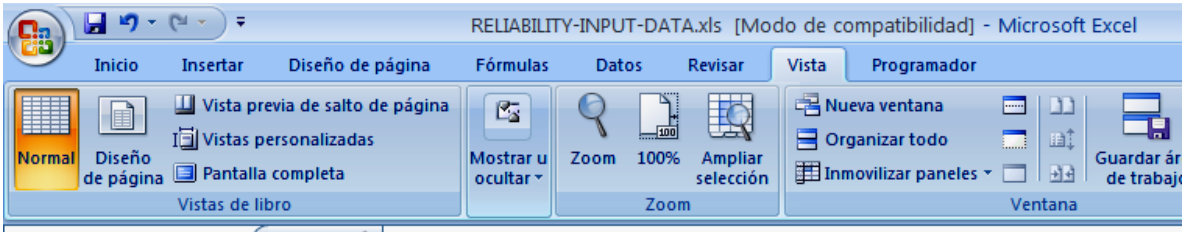
Tabla 27. Datos que deben aparecer en las columnas A, B y C de la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | UNIVERSE ZONE | |
| **Period under analysis** | 2 | **years** |
| **Start date** | 03/01/2013 | **dd/mm/yy** |
| **Final date** | 31/12/2014 | **dd/mm/yy** |
| **Number of nodes with associated load** | 3 | **nodes** |
| **Total number of analized failure records** | 16 | **failures** |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 14 | **failures** |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 10 | **failures** |

Fuente: Elaboración propia

En las figuras 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41 y 42 se pueden apreciar los resultados obtenidos en los archivos de salida RELIABILITY-INPUT-DATA.xls y RELIABILITY-STATISTICS.xls para el caso de aplicación bajo estudio. Como se puede apreciar en estas imágenes, los resultados son idénticos con relación a los calculados a mano. Con esto queda confirmada la exactitud del cálculo de los datos de entrada y las estadísticas por parte de RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm.

Figura 29. Columnas A, B, C, D, E y F de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| | A | B | C | D | E | F |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $\lambda_A$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PL}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PR}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PT}$ (FAILURES / YEAR) | $\lambda_{PS}$ (FAILURES / YEAR) |
| 2 | 1000001 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0,5 |
| 3 | 1000002 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0,5 | 0 |
| 4 | 1000005 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 1 | 0 |
| 5 | end | end | end | end | end | end |

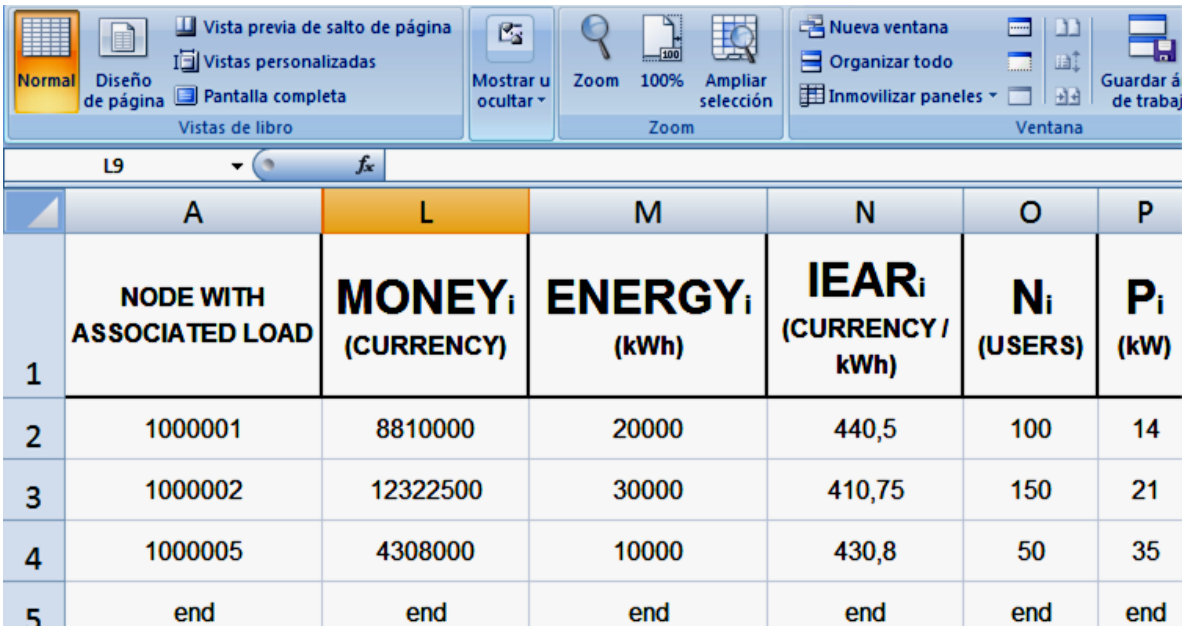
Fuente: Elaboración propia

Figura 30. Columnas A, G, H, I, J y K de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| 1 | NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $U_A$ (HOURS / YEAR) | $U_{PL}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PR}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PT}$ (HOURS / YEAR) | $U_{PS}$ (HOURS / YEAR) | MC (CU |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 1000001 | 0,004166667 | 0 | 0 | 0 | 0,375 | 8 |
| 3 | 1000002 | 0,004166667 | 2,25 | 0 | 1 | 0 | 12 |
| 4 | 1000005 | 0,004166667 | 2,25 | 0,75 | 2,75 | 0 | 4 |
| 5 | end | end | end | end | end | end | |

Fuente: Elaboración propia

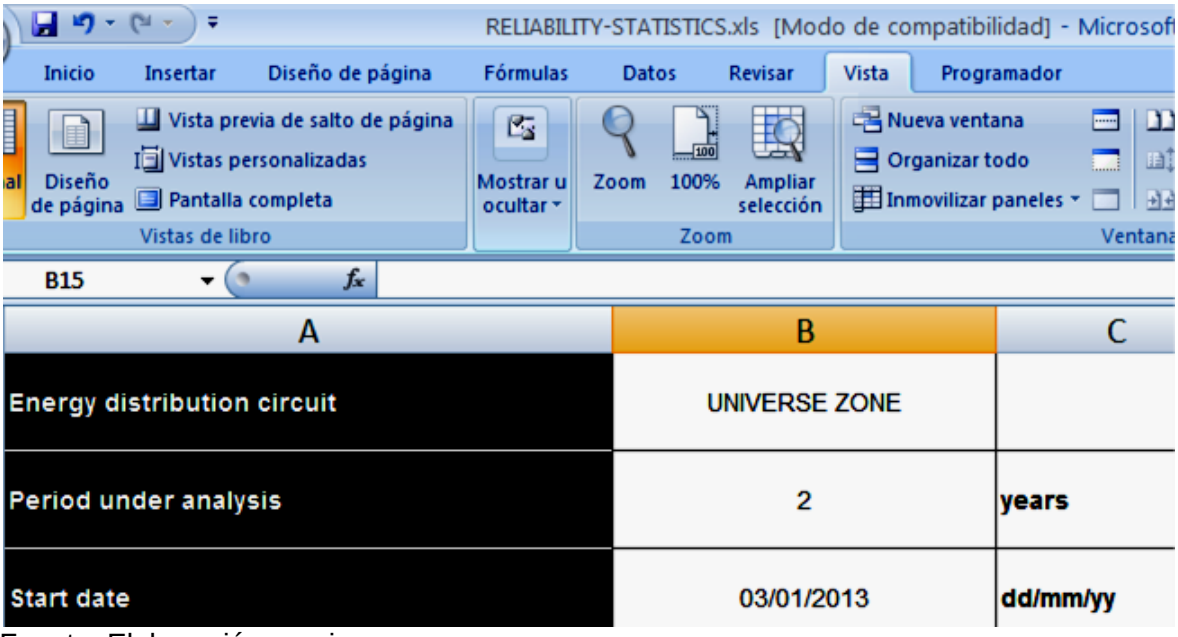
Figura 31. Columnas A, L, M, N, O y P de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| | A | L | M | N | O | P |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | NODE WITH ASSOCIATED LOAD | $MONEY_i$ (CURRENCY) | $ENERGY_i$ (kWh) | $IEAR_i$ (CURRENCY / kWh) | $N_i$ (USERS) | $P_i$ (kW) |
| 2 | 1000001 | 8810000 | 20000 | 440,5 | 100 | 14 |
| 3 | 1000002 | 12322500 | 30000 | 410,75 | 150 | 21 |
| 4 | 1000005 | 4308000 | 10000 | 430,8 | 50 | 35 |
| 5 | end | end | end | end | end | end |

Fuente: Elaboración propia

Figura 32. Filas 1, 2 y 3 de la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| A | B | C |
|---|---|---|
| Energy distribution circuit | UNIVERSE ZONE | |
| Period under analysis | 2 | years |
| Start date | 03/01/2013 | dd/mm/yy |

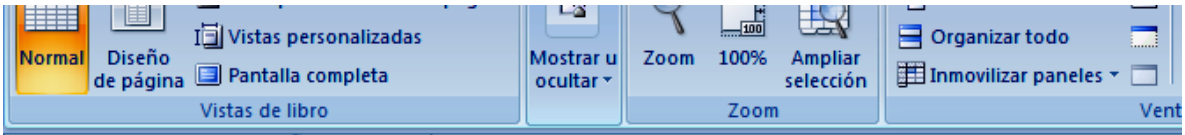
Fuente: Elaboración propia

Figura 33. Filas 4, 5, 6, 7 y 8 de la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| | | |
|---|---|---|
| **Final date** | 31/12/2014 | **dd/mm/yy** |
| **Number of nodes with associated load** | 3 | **nodes** |
| **Total number of analized failure records** | 16 | **failures** |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 14 | **failures** |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 10 | **failures** |

Fuente: Elaboración propia

Figura 34. Columnas A, B y C de la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| | A | B | C |
|---|---|---|---|
| 1 | **CAUSE ID** | **CAUSE DESCRIPTION** | **NUMBER OF VALID FAILURES RECORDS (FAILURES)** |
| 2 | 1000 | MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | 1 |
| 3 | 1100 | FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA | 1 |
| 4 | 1500 | FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | 3 |
| 5 | 2000 | FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | 2 |
| 6 | 1700 | OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | 1 |
| 7 | 900 | OBJETOS SOBRE RED - AVES | 0 |
| 8 | 500 | DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA | 2 |

Fuente: Elaboración propia

Figura 35. Columnas A, D, E, F y G de la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| A | D | E | F | G |
|---|---|---|---|---|
| CAUSE ID | TOTAL SUM OF VALID FAILURES DURATION (MINUTES) | $\lambda_{CAUSE}$ (FAILURES / YEAR) | $U_{CAUSE}$ (HOURS / YEAR) | SUM OF NOT SUPPLIED EXPECTED ENERGIES TO THE CIRCUIT BY CONCEPT OF VALID FAILURES (MWh) |
| 1000 | 45 | 0,5 | 0,375 | 0,0105 |
| 1100 | 120 | 0,5 | 1 | 0,042 |
| 1500 | 1,5 | 1,5 | 0,0125 | 0,000583333 |
| 2000 | 330 | 1 | 2,75 | 0,1925 |
| 1700 | 90 | 0,5 | 0,75 | 0,0525 |
| 900 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 500 | 540 | 1 | 4,5 | 0,252 |

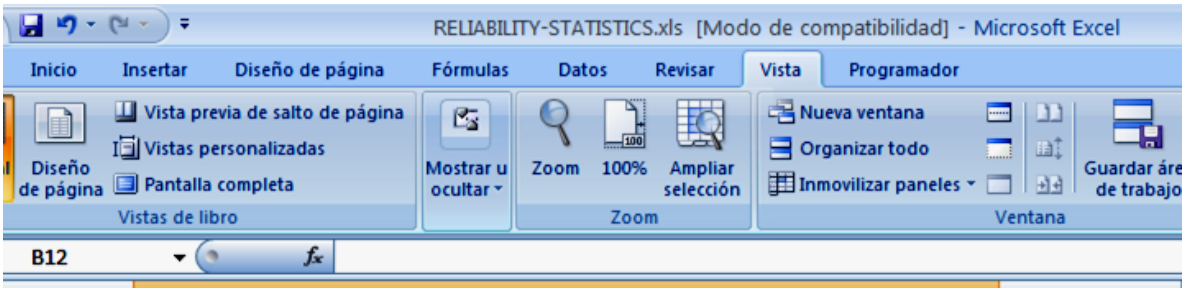
Fuente: Elaboración propia

Figura 36. Columnas A, H, I y J de la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| 1 | CAUSE ID | $EENS_{CAUSE}$ (MWh / YEAR) | EXPECTED INTERRUPTION COST (CURRENCY) | $ECOST_{CAUSE}$ (CURRENCY / YEAR) |
|---|---|---|---|---|
| 2 | 1000 | 0,00525 | 4625,25 | 2312,625 |
| 3 | 1100 | 0,021 | 17251,5 | 8625,75 |
| 4 | 1500 | 0,000291667 | 248,9229167 | 124,4614583 |
| 5 | 2000 | 0,09625 | 82929 | 41464,5 |
| 6 | 1700 | 0,02625 | 22617 | 11308,5 |
| 7 | 900 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 500 | 0,126 | 106666,875 | 53333,4375 |

Fuente: Elaboración propia

Figura 37. Columnas A, B y C de la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| A | B | C |
|---|---|---|
| **CAUSE ID** | **CAUSE DESCRIPTION** | **FOREST HILLS** |
| 1000 | MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | 0,50 |
| 1100 | FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA | 0,00 |
| 1500 | FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | 0,50 |
| 2000 | FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | 0,00 |
| 1700 | OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | 0,00 |
| 900 | OBJETOS SOBRE RED - AVES | 0,00 |
| 500 | DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA | 0,00 |

Fuente: Elaboración propia

Figura 38. Columnas A, C, D y E de la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| 1 | CAUSE ID | FOREST HILLS | HIGH AVENUE | LINCOLN SQUARE | |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 1000 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | |
| 3 | 1100 | 0,00 | 0,50 | 0,00 | |
| 4 | 1500 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | |
| 5 | 2000 | 0,00 | 0,00 | 1,00 | |
| 6 | 1700 | 0,00 | 0,00 | 0,50 | |
| 7 | 900 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 8 | 500 | 0,00 | 0,50 | 0,50 | |

Fuente: Elaboración propia

Figura 39. Columnas A, B, C, D y E de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| | A | B | C | D | E |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | OPENING EVENT | CLOSING EVENT | TYPE OF FAILURE | OPENING DATE | DURATION (MINUTES) |
| 2 | 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 |
| 3 | 151000 | 151001 | S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 |
| 4 | 162000 | 162001 | Red | 25/04/2013 21:09 | 90 |
| 5 | 162000 | 162001 | Red | 25/04/2013 21:09 | 90 |

Fuente: Elaboración propia

Figura 40. Columnas C, D, E, F, G y H de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| C | D | E | F | G | H |
|---|---|---|---|---|---|
| TYPE OF FAILURE | OPENING DATE | DURATION (MINUTES) | CIRCUIT CODE | NODE | CAUSE CODE |
| S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000003 | 1500 |
| S/E | 15/02/2013 14:38 | 0,5 | 10 300 | 1000004 | 1500 |
| Red | 25/04/2013 21:09 | 90 | 10 300 | 1000003 | 1700 |
| Red | 25/04/2013 21:09 | 90 | 10 300 | 1000004 | 1700 |

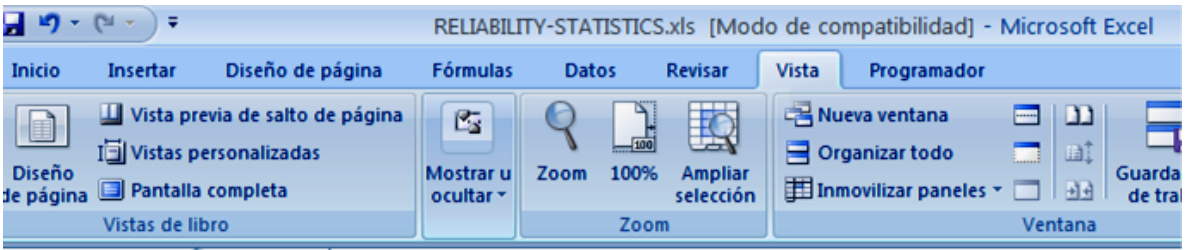
Fuente: Elaboración propia

Figura 41. Columnas I y J de la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio

| CAUSE DESCRIPTION | OBSERVATIONS |
|---|---|
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | Daño en el interruptor del T1 por 13.2 kV |
| OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | Se retiran ramas del primario |
| OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | Se retiran ramas del primario |

Fuente: Elaboración propia

Figura 42. Contenidos de la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls previo procesamiento y ejecución de la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm para el caso de aplicación bajo estudio




| B | C | D |
|---|---|---|
| RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
| $EENS_A$ | 0,000291667 | MWh / year |
| $EENS_{PL}$ | 0,126 | MWh / year |
| $EENS_{PR}$ | 0,02625 | MWh / year |
| $EENS_{PT}$ | 0,11725 | MWh / year |
| $EENS_{PS}$ | 0,00525 | MWh / year |
| $ECOST_A$ | 124,4614583 | currency / year |
| $ECOST_{PL}$ | 53333,4375 | currency / year |
| $ECOST_{PR}$ | 11308,5 | currency / year |
| $ECOST_{PT}$ | 50090,25 | currency / year |
| $ECOST_{PS}$ | 2312,625 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

# 4. RESULTADOS OBTENIDOS Y DIAGNÓSTICO DE LA CONFIABILIDAD POR CIRCUITO

## 4.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL SISTEMA DE POTENCIA BAJO ESTUDIO

La subestación Meléndez es una de las subestaciones más importantes que pertenecen a la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Esta subestación se encuentra localizada en la carrera 80 No 18-121 en la ciudad de Santiago de Cali, Valle del Cauca, Colombia. A través de la aplicación Maps de Google se puede apreciar la localización geográfica de esta subestación de energía, como se muestra en la Figura 43.

Figura 43. Localización geográfica de la subestación Meléndez en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/SUBESTACION+MELÉNDEZ

Una imagen ilustrativa de la subestación Meléndez se puede apreciar en la foto que se anexa en la Figura 44. La Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, a través del Departamento de Planeación, ha querido que se desarrolle un estudio orientado hacia el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Trocadero a 34,5 kV y de los circuitos a 13,2 kV conectados a la subestación Meléndez, los cuales son: La Bocha, San Isidro, El Caney, Vallado, Simón Bolívar, Ciudad Córdoba, Limonar, Univalle, El Campo, Nápoles y Carrera 70. Esta decisión tuvo como fundamento la diversidad en las características técnicas de los circuitos bajo estudio, lo cual permite tener una idea aproximada del diagnóstico de la confiabilidad de otros circuitos similares en otros sectores de la ciudad de Santiago de Cali.

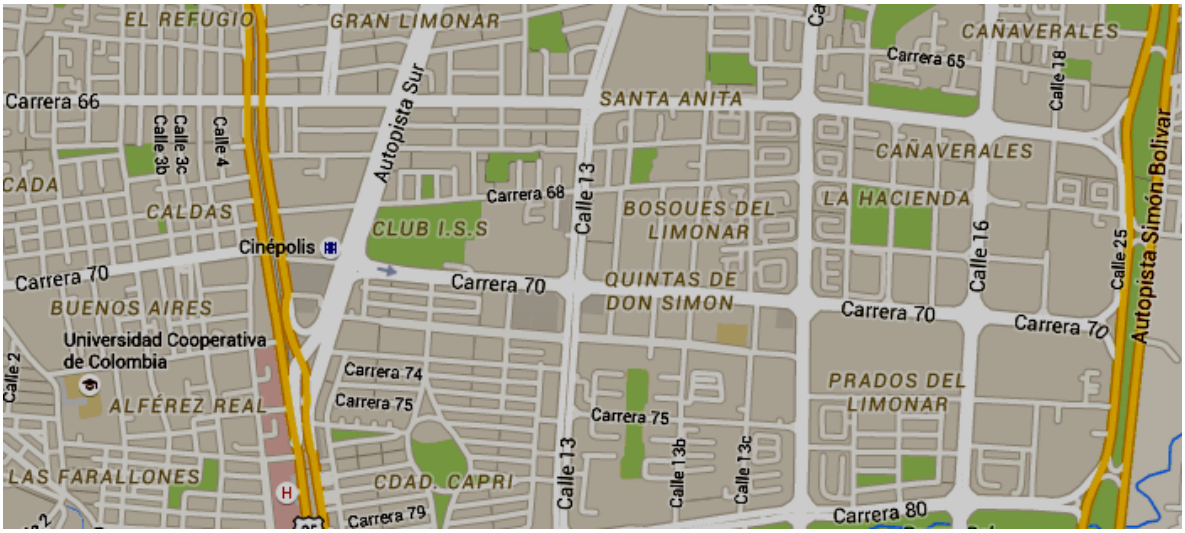
Figura 44. Subestación Meléndez



Fuente: https://www.google.es/maps/place/SUBESTACION+MELÉNDEZ

El circuito Carrera 70 recorre la carrera 70, localizada en el sur de Santiago de Cali, y alimenta, entre otros barrios y sectores, los siguientes: Bosques del Limonar, Quintas de Don Simón, Buenos Aires, Caldas, La Hacienda, Ciudad Capri. En el mapa que se presenta en la Figura 45 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

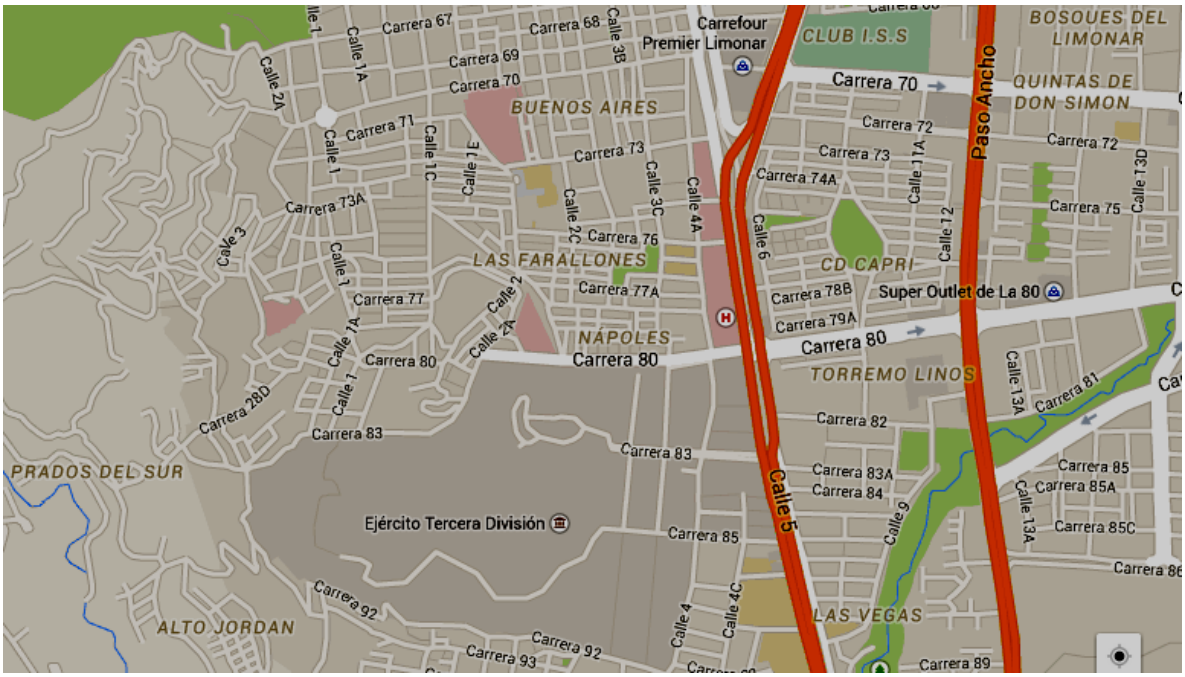
Figura 45. Área de influencia del circuito Carrera 70 en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

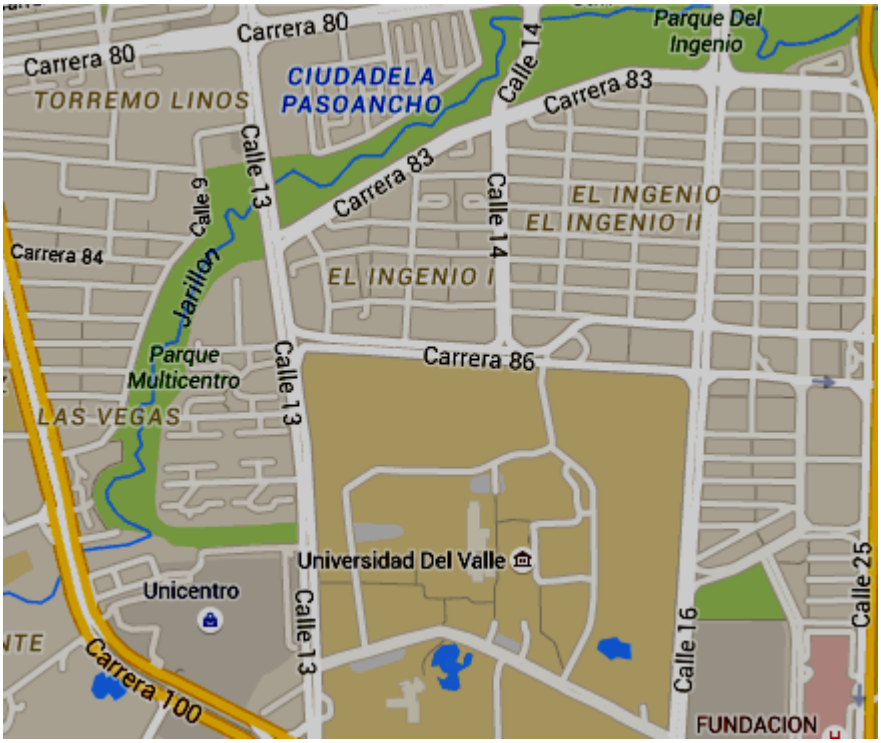
El circuito Nápoles es un circuito que recorre sectores urbanos y rurales de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito Nápoles se encuentran: Quintas de Don Simón, Farallones, Nápoles, Prados del Sur, Alto Jordán, Tercera Brigada del Ejército Nacional, La Buitrera, Las Vegas. En el mapa que se presenta en la Figura 46 se pueden apreciar algunos barrios y sectores previamente relacionados.

Figura 46. Área de influencia del circuito Nápoles en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

Figura 47. Área de influencia del circuito El Campo en la ciudad de Santiago de Cali

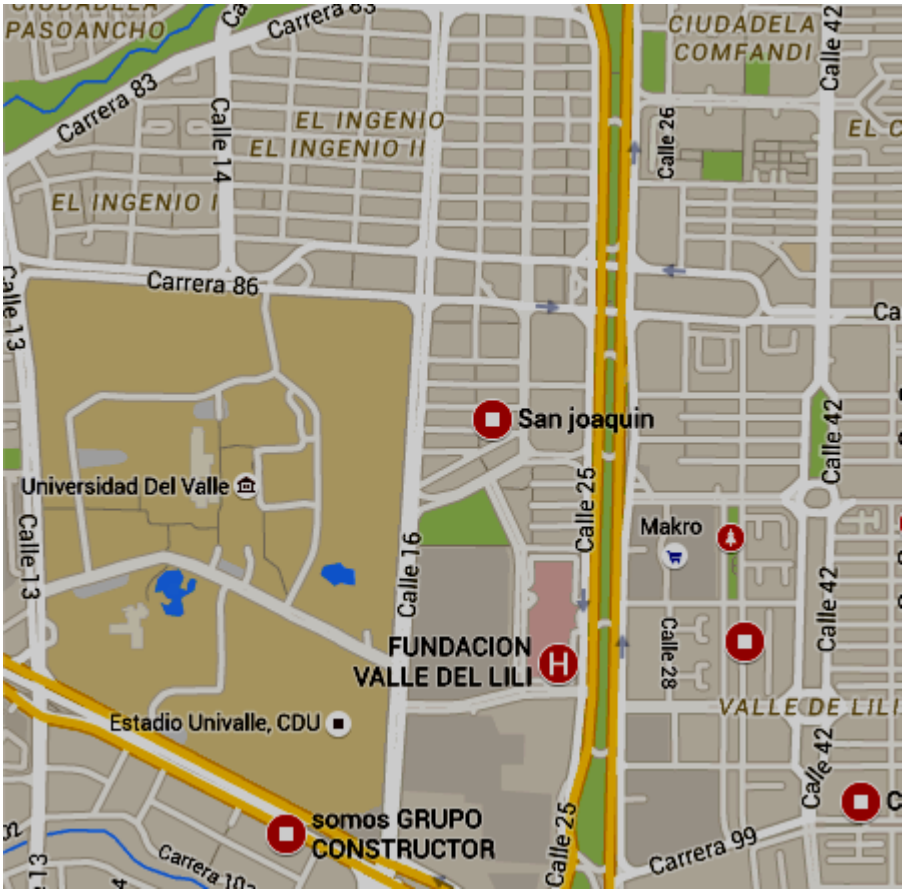



Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

El circuito El Campo es un circuito localizado en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito El Campo se encuentran: El Ingenio, Ciudadela Pasoancho, Unicentro, Las Vegas. En la Figura 47 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

El circuito Univalle recorre zonas urbanas y rurales en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Este circuito recibe su nombre gracias a la sede Meléndez de la Universidad del Valle. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito Univalle se encuentran: El Ingenio, la sede Meléndez de la Universidad del Valle, Valle de Lili, urbanización San Joaquín, autopista Simón Bolívar, vía Cali-Puerto Tejada. En el mapa que aparece en la Figura 48 se pueden apreciar algunos barrios y sectores previamente relacionados.

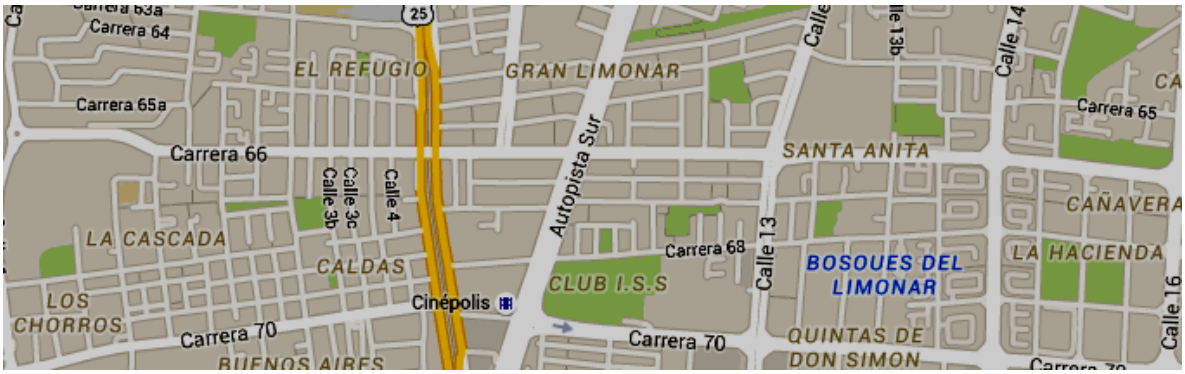
Figura 48. Sección del área de influencia del circuito Univalle en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

El circuito Limonar es un circuito urbano localizado en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito Limonar se encuentran: La Cascada, El Refugio, Los Chorros, Gran Limonar, Bosques del Limonar, La Hacienda. En el mapa que se presenta en la Figura 49 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

Figura 49. Área de influencia del circuito Limonar en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

El circuito Ciudad Córdoba es un circuito que alimenta sectores urbanos y rurales en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito Ciudad Córdoba se encuentran: Ciudad Córdoba, Ciudad 2000, Prados del Limonar y Navarro. En el mapa que se presenta en la Figura 50 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

Figura 50. Área de influencia del circuito Ciudad Córdoba en la ciudad de Santiago de Cali

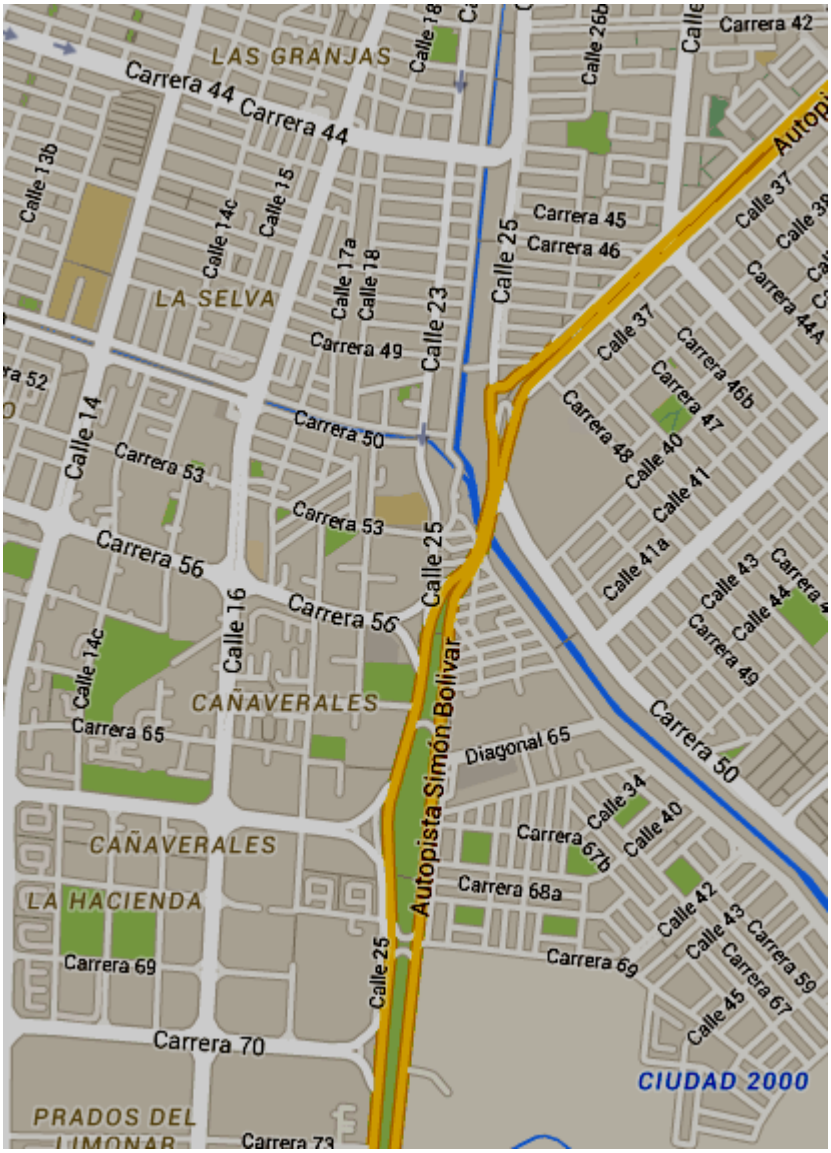



Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

El circuito Simón Bolívar es un circuito urbano localizado en el sur de la ciudad de Santiago de Cali que alimenta barrios que limitan con la avenida Simón Bolívar. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito Simón Bolívar se encuentran: Ciudad 2000, La Selva, Las Granjas, Cañaverales. En el mapa que aparece en la Figura 51 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

El circuito Vallado es un circuito urbano localizado en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito Vallado se encuentran: Mariano Ramos, República de Israel, Ciudad 2000. En el mapa que se presenta en la Figura 52 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

Figura 51. Área de influencia del circuito Simón Bolívar en la ciudad de Santiago de Cali

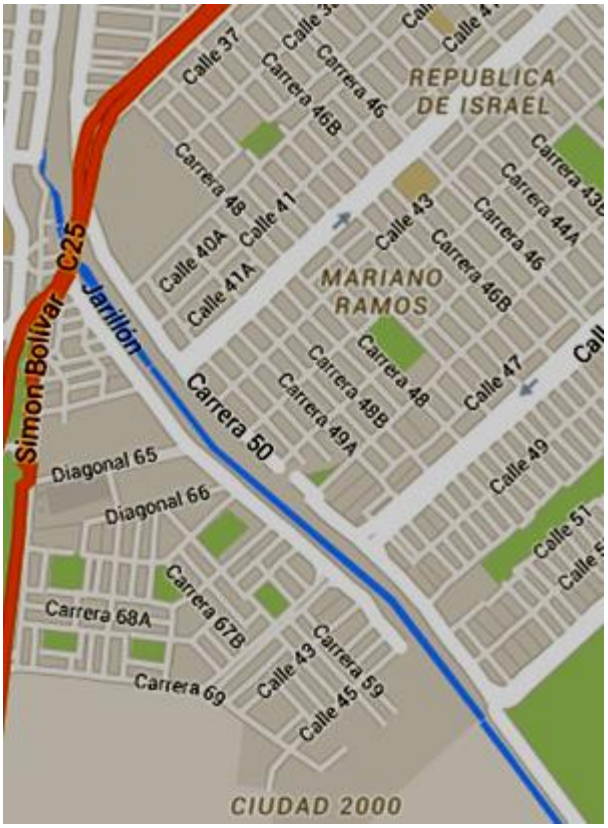



Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

El circuito El Caney es un circuito urbano localizado en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito El Caney se encuentran: El Caney, El Ingenio, Ciudadela Comfandi. En el mapa correspondiente a la Figura 53 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

El circuito San Isidro es un circuito rural y urbano localizado en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito San Isidro se encuentran: Ciudad Capri, Quintas de Don Simón, Nápoles, Buenos Aires, Prados del Sur. En el mapa que se presenta en la Figura 54 se pueden apreciar los barrios y sectores previamente relacionados.

Figura 52. Área de influencia del circuito Vallado en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

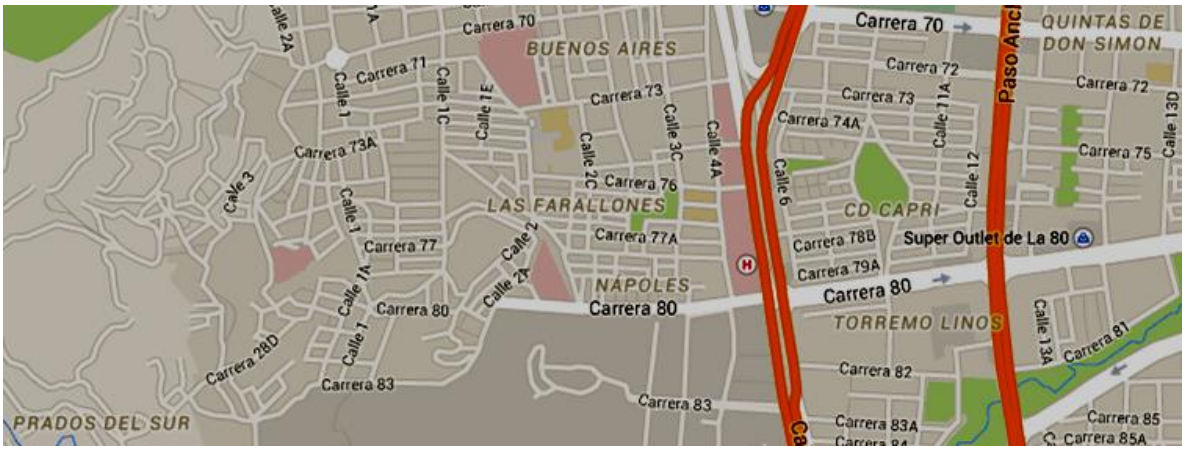
Figura 53. Área de influencia del circuito El Caney en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

La Bocha es un circuito urbano y rural de la ciudad de Santiago de Cali. Entre otros barrios y sectores que son alimentados por el circuito La Bocha se encuentran: Valle de Lili, El Caney, Navarro. En el mapa correspondiente a la Figura 55 se pueden apreciar algunos barrios y sectores previamente relacionados.

Figura 54. Área de influencia del circuito San Isidro en la ciudad de Santiago de Cali



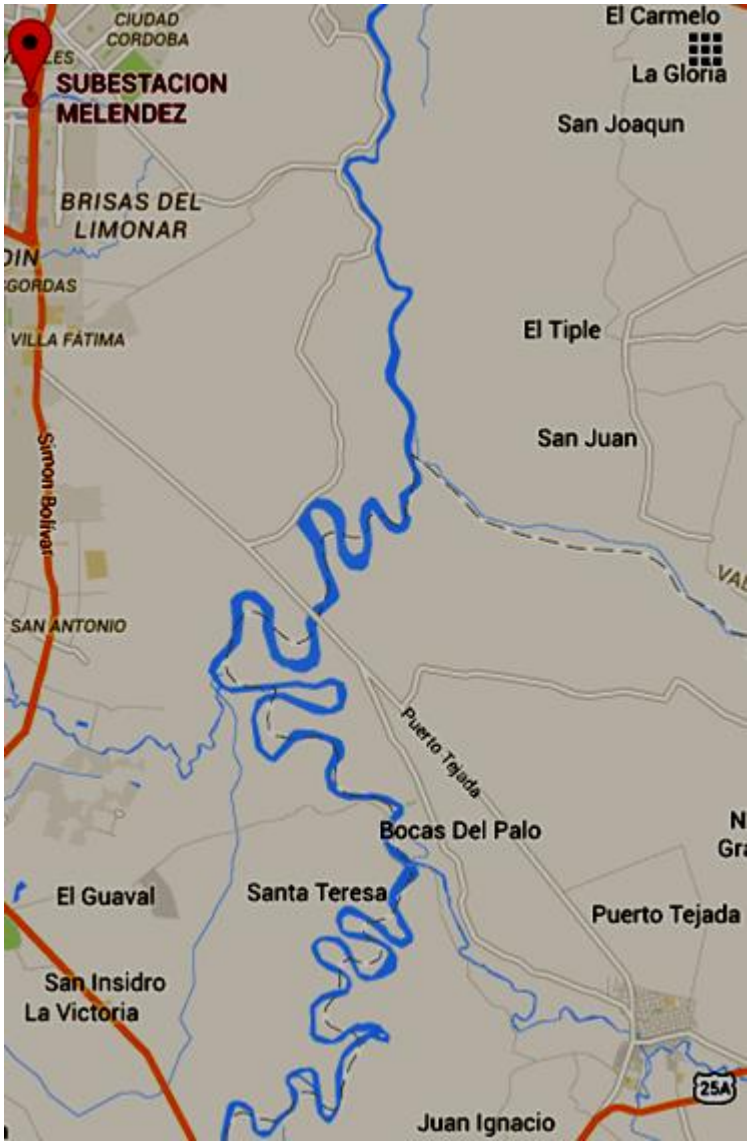

Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

Figura 55. Sección del área de influencia del circuito La Bocha en la ciudad de Santiago de Cali




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

Figura 56. Área geográfica correspondiente al recorrido del circuito Trocadero




Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

El circuito Trocadero a 34,5 kV sale de la subestación Meléndez, luego continúa por la avenida Simón Bolívar, posteriormente sigue la carretera que se dirige al municipio de Puerto Tejada y por último alimenta el municipio de Puerto Tejada que hace parte del departamento del Cauca. En la Figura 56 se puede apreciar el área geográfica que es recorrida por el circuito Trocadero. En la foto que se visualiza en la Figura 57 se puede observar una sección del circuito Trocadero a lo largo de la avenida Simón Bolívar en la ciudad de Santiago de Cali.

Para el día en el cual se hace entrega del presente trabajo, el circuito Carbonero ya no existe. Por este concepto, no se anexa la localización geográfica del mismo.

Figura 57. Sección del circuito Trocadero a lo largo de la avenida Simón Bolívar en la ciudad de Santiago de Cali



Fuente: https://www.google.es/maps/place/Cali,+Valle+Del+Cauca,+Colombia

## 4.2 ASPECTOS TÉCNICOS A TENER EN CUENTA

De acuerdo al capítulo 3 del presente trabajo, las figuras 19 y 12 presentan, aparentemente, unidades diferentes para los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y CAIDI. El mismo fenómeno ocurre al comparar las figuras 26 y 20 que aparecen en el capítulo previamente relacionado. En la Figura 58 se pueden apreciar las diferencias existentes entre las unidades utilizadas por el software ETAP y la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad. Para entender las unidades utilizadas en uno y en otro caso es preciso aclarar las dimensiones empleadas por el índice SAIFI bajo la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad. De acuerdo a la metodología señalada con anterioridad, las unidades del índice SAIFI son [fallas / año]. Estas fallas corresponden a las interrupciones provocadas a los transformadores asociados al circuito bajo estudio.

Figura 58. Unidades utilizadas por ETAP y la metodología propuesta para los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y CAIDI

*UNIDADES UTILIZADAS POR ETAP*

| | | |
|---|---|---|
| SAIFI | 16.0000 | f / customer.yr |
| SAIDI | 12.0000 | hr / customer.yr |
| CAIDI | 0.750 | hr / customer interruption |
| ASAI | 0.9986 | pu |
| ASUI | 0.00137 | pu |
| EENS | 3.375 | MW hr / yr |

*UNIDADES UTILIZADAS POR LA METODOLOGÍA PROPUESTA*

| | | |
|---|---|---|
| **SAIFI** *nterruption Frecuency Index* | 16 | **failures / year** |
| **SAIDI** *Interruption Duration Index* | 12 | **hours / year** |
| **CAIDI** *e Interruption Duration Index* | 0,75 | **hours / failure** |
| **ASAI** *rvice Availability Index* | 99,8630137 | **%** |
| **ASUI** *vice Unavailability Index* | 0,136986301 | **%** |
| **EENS** *ergy Not Supplied Index* | 3,375 | **MWh / year** |

Fuente: Elaboración propia

Recordando la expresión matemática que define el índice de frecuencia de falla promedio del sistema SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index), se tiene:

$$SAIFI = \frac{\text{número de interrupciones a usuarios}}{\text{número total de usuarios atendidos}} = \frac{\sum N_i \ \lambda_i}{\sum N_i}$$

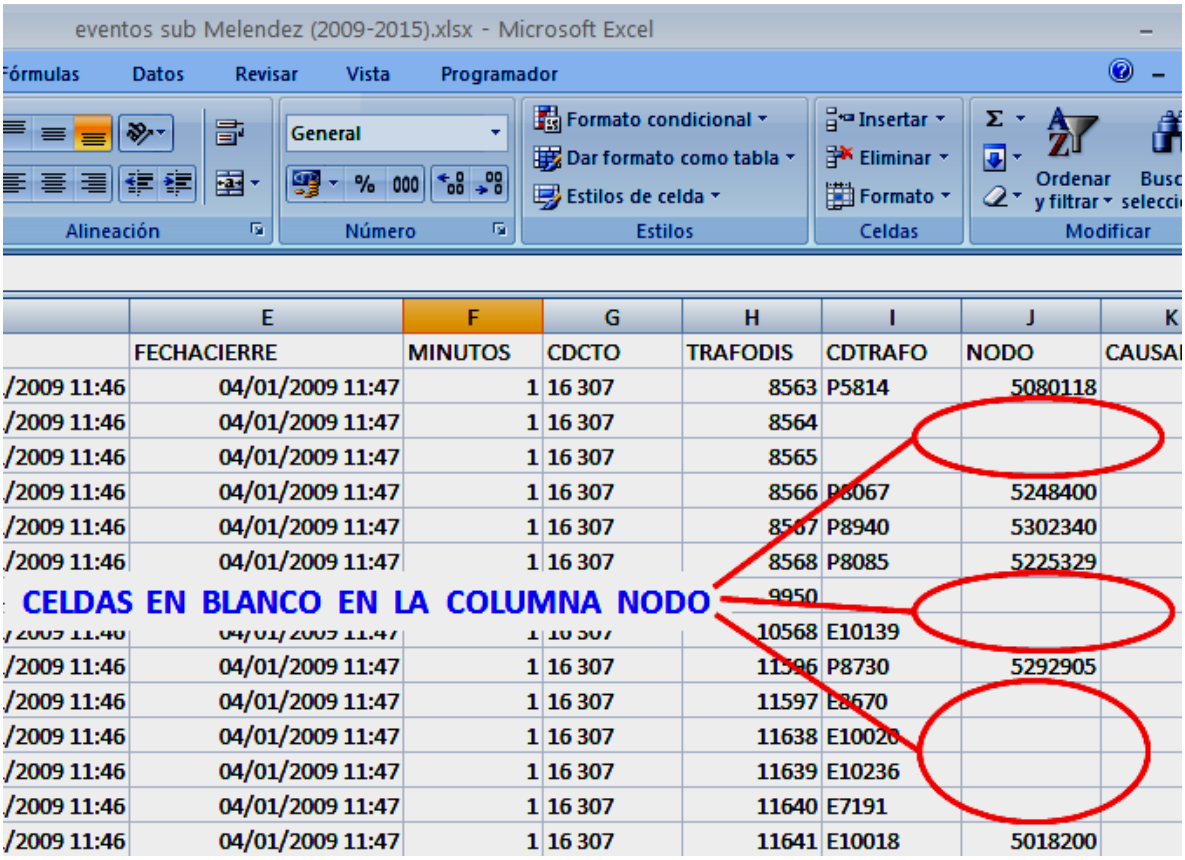
El numerador de la expresión matemática precedente representa el número de interrupciones a los usuarios por año. El denominador de esta expresión tiene como dimensión [cliente]. De esta manera, las unidades del índice de frecuencia de falla promedio del sistema SAIFI son [fallas de usuarios / (cliente x año)]. Otra forma de escribir estas dimensiones es [interrupciones de usuarios / (cliente x año)]. En ambos casos se obtiene que las unidades [fallas de transformadores / año] son iguales a las dimensiones relacionadas con anterioridad puesto que, en términos prácticos, un usuario es igual a un cliente. Precisamente, el software ETAP utiliza [fallas de usuarios / (cliente x año)] como dimensión del índice de frecuencia de falla promedio del sistema SAIFI de acuerdo a la Figura 58.

El índice de duración de la falla promedio del sistema SAIDI (System Average Interruption Duration Index), bajo la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad, está dado en [horas / año]. Estas horas corresponden a las horas de interrupción provocadas a los transformadores asociados al circuito bajo estudio. De esta manera, se obtiene que [horas de interrupción de transformadores / año] equivale, exactamente, a [horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año)]. Estas últimas dimensiones son utilizadas por el software ETAP, tal como se aprecia en la Figura 58.

El índice de duración de la falla promedio por consumidor CAIDI (Customer Average Interrupción Duration Index), bajo la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad, está dado en [horas / falla]. Estas horas corresponden a las horas de interrupción provocadas a los transformadores asociados al circuito bajo estudio Estas fallas corresponden a las interrupciones provocadas a los transformadores asociados al circuito bajo estudio. Teniendo en cuenta que el índice CAIDI es igual al cociente del valor del índice SAIDI dividido entre la magnitud del índice SAIFI, se obtiene que el índice CAIDI está dado en [horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios] o lo que es lo mismo [horas de interrupción a los usuarios / interrupciones de usuarios]. Esta unidad es igual a [horas de interrupción de transformadores / fallas de transformadores]. Las dimensiones [horas de interrupción a los usuarios / interrupciones de usuarios] son empleadas por el el software ETAP para definir el índice de duración de la falla promedio por consumidor CAIDI teniendo en cuenta que un usuario es igual a un cliente, tal como se aprecia en la Figura 58. Para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio, las unidades utilizadas para definir el índice de duración de la falla promedio por consumidor serán [horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios].

Las unidades empleadas por el software ETAP para los índices SAIFI, SAIDI y CAIDI describen mejor la calidad del servicio prestado a los usuarios. Por este concepto, estas unidades se utilizarán en el presente diagnóstico de la confiabilidad para los circuitos bajo estudio.

Figura 59. Fragmento de registros de falla originales del año 2009 del archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx generado por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP



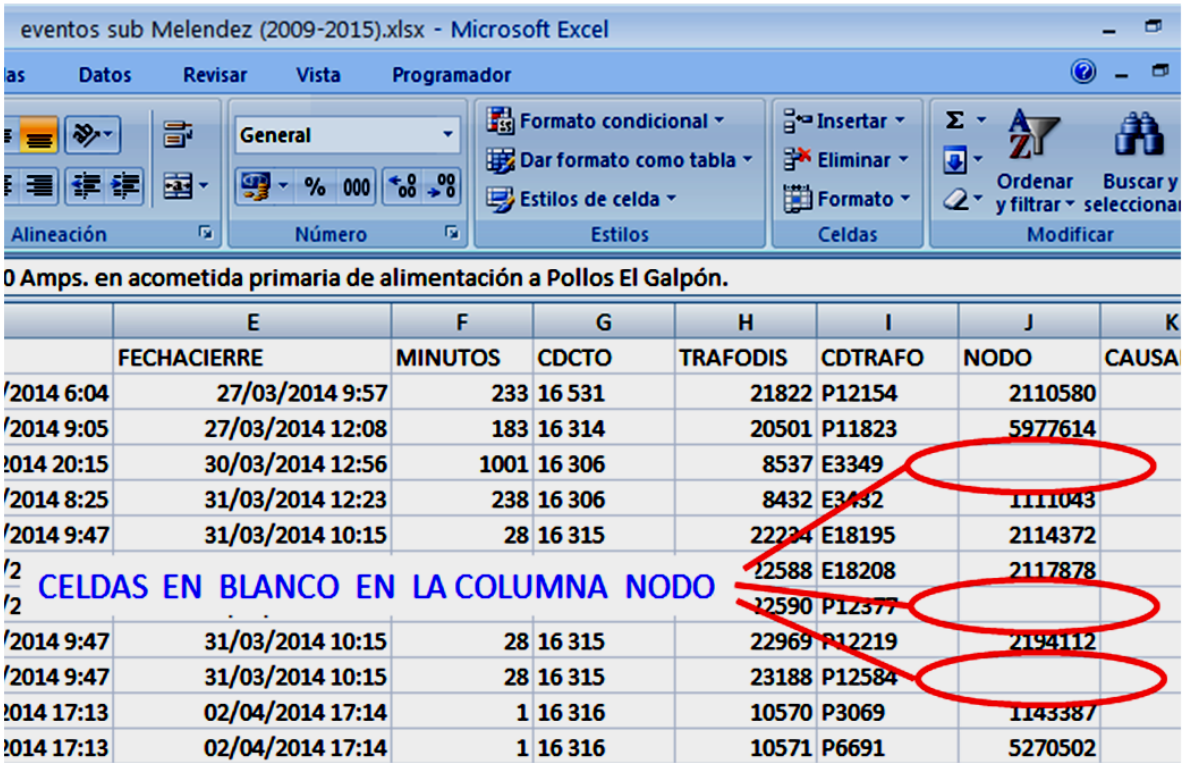

| | E | F | G | H | I | J | K |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | FECHACIERRE | MINUTOS | CDCTO | TRAFODIS | CDTRAFO | NODO | CAUSA |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 8563 | P5814 | 5080118 | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 8564 | | | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 8565 | | | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 8566 | P8067 | 5248400 | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 8567 | P8940 | 5302340 | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 8568 | P8085 | 5225329 | |
| | | | | 9950 | | | |
| | | | | 10568 | E10139 | | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 11596 | P8730 | 5292905 | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 11597 | E8670 | | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 11638 | E10020 | | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 11639 | E10236 | | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 11640 | E7191 | | |
| /2009 11:46 | 04/01/2009 11:47 | 1 | 16 307 | 11641 | E10018 | 5018200 | |

Fuente: Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP

Es necesario tener en cuenta el proceso de reconfiguración de los circuitos más el permanente traslado de nodos primarios tipo transformador, los cuales pueden ser transferidos de un circuito a otro en cualquier momento. Igualmente, es muy común que se presente la salida y la posterior desaparición de nodos primarios tipo transformador. Para la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP se han encontrado nodos primarios tipo transformador que presentan valores totales facturados del último mes por concepto de energías activas consumidas por los usuarios conectados en los puntos de carga i (tomando en cuenta, únicamente, el costo unitario variable de cada usuario), $MONEY_i$, iguales a cero. También se han encontrado nodos primarios tipo transformador que presentan consumos totales de energía activa del último mes, los cuales fueron facturados a los usuarios conectados en el punto de carga i, $ENERGY_i$, iguales a cero. De acuerdo al Departamento de Planeación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, estos últimos casos no pueden ser tomados en cuenta para la realización de los cálculos adelantados por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. De esta manera, todo nodo primario tipo transformador cuyo $MONEY_i$ o $ENERGY_i$ es igual a cero es descartado automáticamente por la aplicación previamente relacionada.

Los fenómenos previamente relacionados alteran los resultados obtenidos y el cálculo de los índices de confiabilidad considerados en el presente trabajo. Un ejemplo de estos fenómenos se encuentra en la Figura 59, en la cual las celdas en blanco designan la salida y la posterior desaparición de nodos primarios tipo transformador. Nótese que a mayor antigüedad de los registros de falla existe mayor probabilidad de hallar nodos primarios tipo transformador que, efectivamente, han desaparecido del sistema de potencia bajo estudio como se puede detectar al comparar la Figura 59 frente a la Figura 60.

Figura 60. Fragmento de registros de falla originales del año 2014 del archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx generado por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP




| | E | F | G | H | I | J | K |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | FECHACIERRE | MINUTOS | CDCTO | TRAFODIS | CDTRAFO | NODO | CAUSA |
| /2014 6:04 | 27/03/2014 9:57 | 233 | 16 531 | 21822 | P12154 | 2110580 | |
| /2014 9:05 | 27/03/2014 12:08 | 183 | 16 314 | 20501 | P11823 | 5977614 | |
| 2014 20:15 | 30/03/2014 12:56 | 1001 | 16 306 | 8537 | E3349 | | |
| /2014 8:25 | 31/03/2014 12:23 | 238 | 16 306 | 8432 | E3432 | 1111043 | |
| /2014 9:47 | 31/03/2014 10:15 | 28 | 16 315 | 22234 | E18195 | 2114372 | |
| /2 | | | | 22588 | E18208 | 2117878 | |
| /2 | | | | 22590 | P12377 | | |
| /2014 9:47 | 31/03/2014 10:15 | 28 | 16 315 | 22969 | P12219 | 2194112 | |
| /2014 9:47 | 31/03/2014 10:15 | 28 | 16 315 | 23188 | P12584 | | |
| 2014 17:13 | 02/04/2014 17:14 | 1 | 16 316 | 10570 | P3069 | 1143387 | |
| 2014 17:13 | 02/04/2014 17:14 | 1 | 16 316 | 10571 | P6691 | 5270502 | |

Fuente: Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP

Teniendo en cuenta lo previamente comentado y de acuerdo a reunión sostenida con funcionarios del Departamento de Planeación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, se acordó limitar el diagnóstico de la confiabilidad para el último año en el cual se tengan registros de falla generados por el Departamento de Operación del operador de red previamente mencionado. De esta manera, el presente diagnóstico de la confiabilidad se realizó para el periodo de tiempo existente entre el 26 de marzo del 2014 y el 25 de marzo del 2015 de acuerdo al archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx generado por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP.

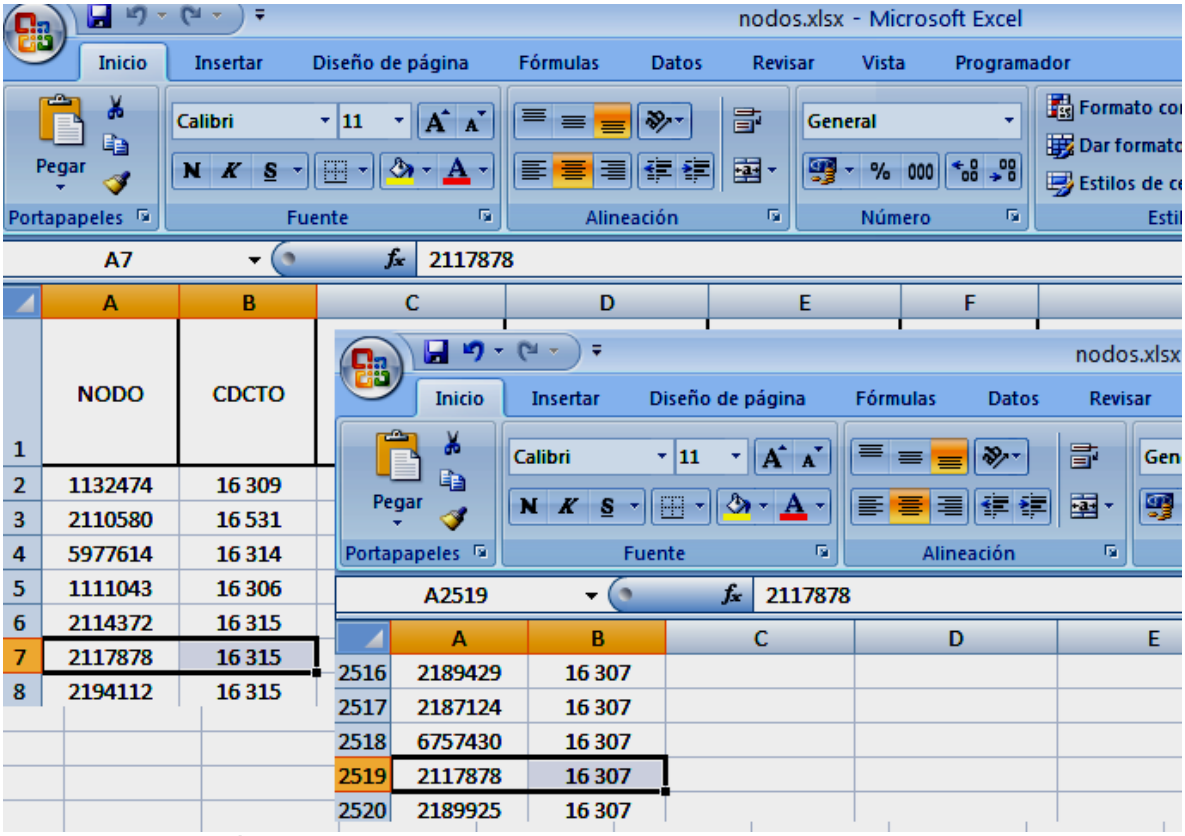
Realizando una observación preliminar sobre el archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx, generado por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, se pudo establecer que el número de registros de falla que aparecen entre el 26 de marzo del 2014 y el 25 de marzo del 2015 es igual a 47544. De estos 47544 registros solamente 529 registros presentan celdas en blanco en la columna NODO, lo cual significa que el error asociado a la salida de nodos primarios tipo transformador es muy pequeño como para ser tenido en cuenta en el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio. Aunque en el presente diagnóstico de la confiabilidad no fue tomada en cuenta la salida de nodos primarios tipo transformador por la observación previamente realizada, en el capítulo 5 en el numeral correspondiente a CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES, se explicará el método a seguir para prevenir el error asociado a la salida y posterior desaparición de los nodos primarios tipo transformador en el sistema de potencia bajo estudio.

Como se explicó en el capítulo 2 del presente trabajo, la información contenida en las hojas FINANCIAL-INFORMATION, NODE-INFORMATION y FAILURES del archivo circuit.xls puede corresponder a casi la totalidad de la información inicial de todos los circuitos pertenecientes a una misma subestación. Para todos y cada uno de los circuitos pertenecientes a una determinada subestación, estas hojas de cálculo pueden reunir todos los registros de falla más toda la información energética, financiera y administrativa requerida por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Aunque esto representa un ahorro sustancial de tiempo para el futuro usuario de la aplicación previamente relacionada, no pasa lo mismo con el tiempo utilizado por el computador que ejecuta la macro RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. En este sentido para los circuitos bajo estudio fue necesario agregar exclusivamente la información por circuito por cada archivo circuit.xls. Esto representó un ahorro sustancial de tiempo de procesamiento por cada circuito bajo estudio.

Según comentario previamente realizado es necesario tener en cuenta el proceso de reconfiguración de los circuitos más el permanente traslado de nodos primarios tipo transformador, los cuales pueden ser transferidos de un circuito a otro en cualquier momento. En este sentido y para un periodo de tiempo igual a un año calendario, un nodo primario tipo transformador puede aparecer, perfectamente, en dos circuitos para cada una de las dos mitades del año bajo estudio. Este caso se presentó, efectivamente, dentro del conjunto de nodos primarios entre el 26 de marzo del 2014 y el 25 de marzo del 2015 que aparecen en el archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx generado por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Por este concepto, para generar la información contenida en las hojas de cálculo FINANCIAL-INFORMATION y NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls primero se debe editar un archivo que solo contenga el listado de nodos primarios y códigos de circuito que aparecen en la hoja de cálculo FAILURES del archivo circuit.xls. Este archivo debe ser reducido de tamaño borrando todas las parejas nodo código de circuito que aparezcan repetidas. Una vez se obtiene el último archivo con el número mínimo de registros, este archivo se envía al Departamento de Planeación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP para que este departamento genere la información requerida por las hojas de cálculo FINANCIAL-INFORMATION y NODE-INFORMATION del archivo circuit.xls. Para el presente diagnóstico de la confiabilidad el archivo inicialmente editado tenía 47544 parejas nodo primario código del circuito.

Mediante una pequeña macro que se desarrolló para este fin, se borraron todas las parejas nodo primario código de circuito que aparecían repetidas, con lo cual se obtuvo el archivo reducido nodos.xlsx que contenía apenas 3058 parejas nodo primario código de circuito. En la Figura 61 se pueden apreciar dos vistas del archivo reducido nodos.xlsx, en la cual aparece dos veces repetido el nodo primario 2117878. En la primera aparición, el nodo primario 2117878 está asociado al circuito La Bocha, cuyo código de circuito es 16 315. En la segunda aparición, el nodo primario 2117878 está asociado al circuito Univalle, cuyo código de circuito es 16 307. Como era apenas normal, el nodo primario 2117878 fue agregado en el archivo circuit.xls del circuito La Bocha y en el archivo circuit.xls del circuito Univalle.

Figura 61. Vistas del archivo nodos.xlsx en las cuales se puede apreciar la doble aparición del nodo primario 2117878 en dos circuitos diferentes



Fuente: Elaboración propia

Por el alto volumen de contenidos que se reúnen en el presente estudio de confiabilidad, se limitará la información a ser entregada por diagnóstico de circuito. Entre otras informaciones, no se mostrarán los contenidos de la hoja de cálculo INPUT-DATA del archivo RELIABILITY-INPUT-DATA.xls. No se ilustrará la información de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. Tampoco se mostrarán los resultados obtenidos en las hojas FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD e INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. En la Tabla 28 se anexa el contenido del archivo causes.xls que fue utilizado para realizar el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio.

Tabla 28. Contenido de las columnas A, B y C del archivo causes.xls para el diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos bajo estudio sin incluir la última fila end

| CAUSE ID | CAUSE DESCRIPTION | CAN YOU... (TRUE / FALSE) |
|---|---|---|
| 101 | REFORMA DE RED PRIMARIA - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | FALSE |
| 102 | REFORMA DE RED PRIMARIA - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED SUBTERRANEA | FALSE |
| 103 | REFORMA DE RED PRIMARIA - CONTRATISTA PARTICULAR | FALSE |
| 105 | REFORMA DE RED PRIMARIA - PROYECTOS EMCALI EICE ESP | FALSE |
| 107 | REFORMA DE RED PRIMARIA - Reformas por POT y Obras MunicipalesG | FALSE |
| 201 | MANTENIMIENTO PREVENTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | FALSE |
| 301 | MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | FALSE |
| 302 | MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED SUBTERRANEA | FALSE |
| 402 | CONEXION EQUIPOS - SUBESTACIONES - EMCALI EICE ESP | FALSE |
| 801 | ERROR DE PERSONAL - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA | FALSE |
| 803 | ERROR DE PERSONAL - CONTRATISTA PARTICULAR | FALSE |
| 902 | FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA | FALSE |
| 903 | FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION | FALSE |
| 904 | FALLA DE PROTECCIONES | FALSE |
| 905 | FALLA DESCONOCIDA | FALSE |
| 906 | FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE | FALSE |
| 907 | FALLA DE ALIMENTACION | FALSE |
| 912 | FALLA en POSTE | FALSE |
| 913 | FALLA en CORTACIRCUITO | FALSE |
| 914 | FALLA en PARARRAYOS | FALSE |
| 915 | FALLA en TRANSFORMADOR | FALSE |
| 916 | FALLA en AISLADORES | FALSE |
| 918 | FALLA en RECONECTADOR | FALSE |
| 921 | DEFECTO en INTERRUPTOR | FALSE |
| 924 | FALLA TRANSITORIA... | FALSE |
| 1001 | OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION | TRUE |
| 1002 | OBJETOS SOBRE RED - COMETAS | TRUE |
| 1003 | OBJETOS SOBRE RED - GATOS - ROEDORES Y OTROS ANIMALES | TRUE |
| 1004 | OBJETOS SOBRE RED - AVES | TRUE |
| 1005 | OBJETOS SOBRE RED - VEHICULOS | FALSE |
| 1006 | OBJETOS SOBRE RED - OTROS OBJETOS | TRUE |
| 1302 | VENDAVAL | FALSE |
| 1303 | DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA | FALSE |
| 1501 | MANIOBRA POR TRANSFERENCIA DE CARGA | FALSE |
| 1601 | APERTURA SOLICITADA POR EL CLIENTE | FALSE |

Fuente: Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP

Operar un sistema de potencia, en el que conviven diversos generadores con redes de transmisión y distribución heterogéneas en su extensión y demanda, representa un desafío mayúsculo incluso para los operadores de red más experimentados. En una fracción de segundo las condiciones del sistema pueden cambiar, exigiendo respuestas rápidas para evitar eventos que signifiquen la falla de una subestación, de un circuito o peor aún, un apagón o blackout. Para facilitar la operación de los sistemas de potencia, los operadores de red cuentan con plataformas SCADA para supervisar y controlar el estado operativo de los diversos componentes de la red.

La palabra SCADA corresponde a un acrónimo, el cual significa: Supervisión, control y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Adquisition). A nivel general, un sistema SCADA es un software que permite controlar y supervisar, remotamente: Procesos, variables del proceso y estados de operación de los componentes del sistema bajo supervisión y control. Para supervisar el estado de los componentes, así como del sistema en su conjunto, se utilizan plataformas SCADA que permiten automatizar gran parte del trabajo de los operadores a cargo del funcionamiento de la red. La automatización, en su sentido más amplio, es esencial para la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica, puesto que: Reduce los tiempos de respuesta ante perturbaciones, recolecta y entrega datos fundamentales para la toma de decisiones y análisis y permite la simulación de escenarios, entre otras funcionalidades.

El principal objetivo de una plataforma SCADA, asociada a un sistema de potencia, es mejorar la confibilidad del suministro de energía a los consumidores, permitiendo: Monitorear, controlar y optimizar el proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica en tiempo real. Los tiempos de respuesta de una plataforma SCADA son determinantes, si se tiene en cuenta que, para un sistema eléctrico de potencia, milésimas de segundo pueden hacer la diferencia entre una falla imperceptible por la población y un apagón o blackout. Las plataformas SCADA, utilizadas en sistemas eléctricos de potencia, reciben el nombre de EMS (Energy Management Systems). Los EMS deben estar preparados para recibir grandes cantidades de información en un muy corto plazo de tiempo. En un apagón, por ejemplo, miles de señales pueden ser registradas en unos pocos segundos. Esto es posible porque cada señal producida cuenta con su propia estampa de tiempo, es decir, cada señal lleva un registro de la hora exacta en que ésta ocurrió [17].

Un sistema de software y hardware EMS está compuesta por varios módulos que permiten: Monitorear, controlar y optimizar el proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica en tiempo real. Estos módulos varían de acuerdo a las necesidades propias de la empresa comercializadora de energía eléctrica, que para este caso y en el contexto del mercado eléctrico colombiano, corresponde al operador de red. Entre otros módulos que pueden hacer parte de una plataforma EMS, se encuentran: El sistema SCADA/DMS (Distribution Management System), el sistema DSOM (Decision Support for Operations and Maintenance), el sistema OMS (Outage Management System), el sistema TCS (Trouble Call System), el sistema FLISR (Fault Location, Isolation, and Service Restoration), el sistema CMS (Crew Management System). Estos módulos son operados desde el centro de control del operador de red. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los módulos previamente relacionados.

El sistema CMS (Crew Management System) corresponde al sistema de gestión de personal de grupos de daños. Este sistema suministra la información de las fallas ocurridas en el sistema de potencia, la cual permite generar las órdenes de trabajo a ser ejecutadas por los funcionarios de mantenimiento y reparación de daños que pertenecen al correspondiente operador de red. El sistema FLISR (Fault Location, Isolation, and Service Restoration) permite determinar la localización de una falla permanente en un circuito, recomendando las acciones de control remoto tendientes a aislar las secciones bajo falla del alimentador y reenergizar las secciones del circuito que puedan ser alimentadas por la frontera de otro circuito perteneciente al mismo operador de red. De esta manera, el sistema FLISR suministra la información requerida por el sistema CMS.

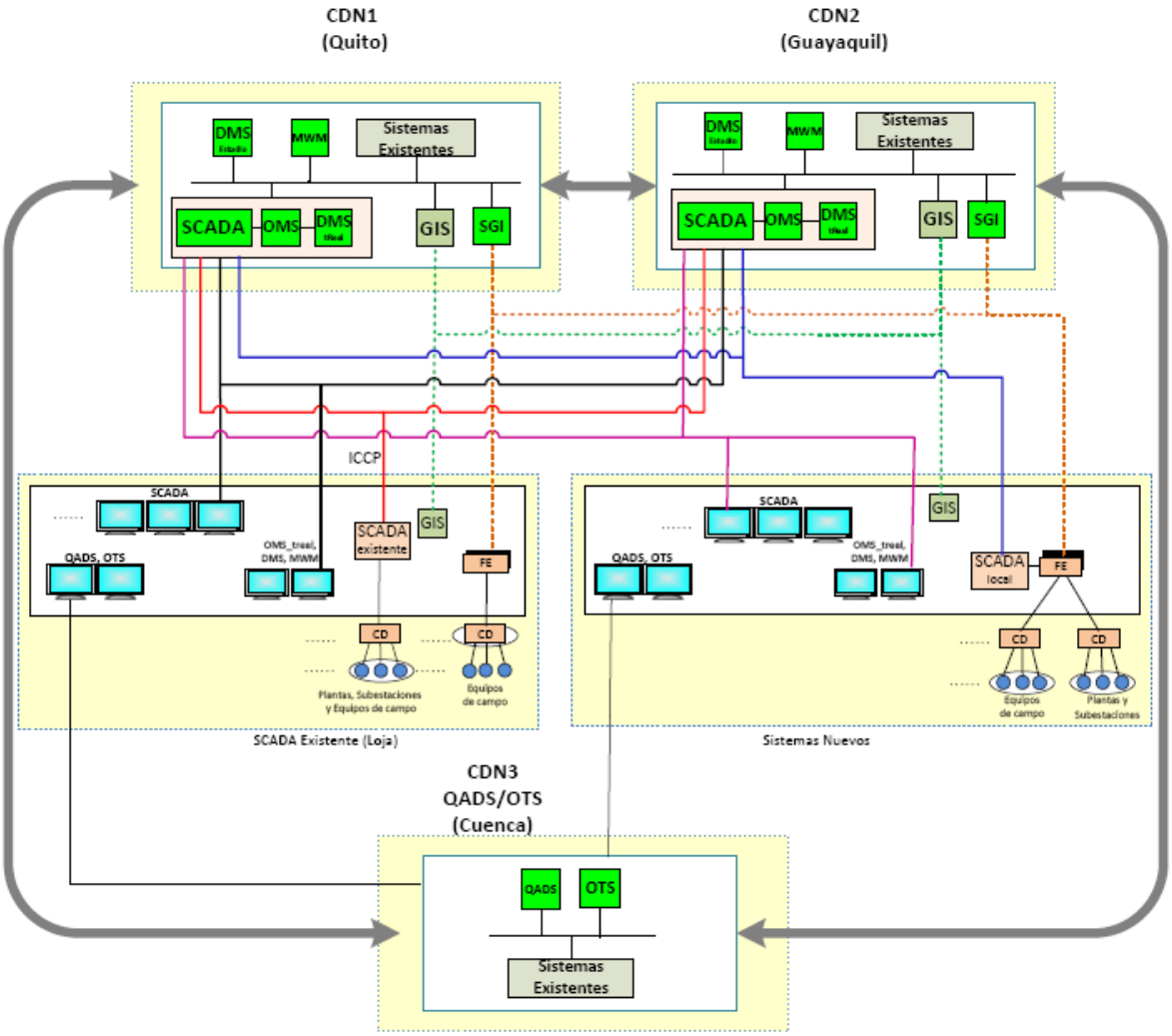
El sistema TCS (Trouble Call System), normalmente, hace parte del sistema SCADA/DMS y procesa de manera eficiente la información de las llamadas de los usuarios cuando reportan fallas técnicas en la operación del sistema de potencia. El sistema OMS (Outage Management System), comúnmente, es una aplicación interna del SCADA/DMS. Esta aplicación tiene como objeto mantener registros de todas las interrupciones forzadas y planeadas. Las interrupciones forzadas son causadas por una falla u otro disturbio dentro del sistema de potencia. Las interrupciones planeadas son programadas, directamente, por el usuario o por el operador de red cuando se requiere realizar trabajos que así lo exigen.

El sistema DSOM (Decision Support for Operations and Maintenance) reúne los datos de entrada que son enviados por las unidades terminales remotas RTUs (Remote Terminal Unit), las cuales monitorean, permanentemente, el comportamiento de los distintos componentes del sistema de potencia. Una RTU es un dispositivo digital que permite obtener señales independientes de los elementos que conforman el sistema de potencia para, posteriormente, enviar esta información al centro de control del correspondiente operador de red. De esta manera, el sistema DSOM se encarga de la captura de datos y alimenta la base de datos del sistema de potencia que se encuentra bajo supervisión y control. El sistema de información histórica HIS (Historical Information System), usualmente, está integrado con el DSOM y es una parte muy importante del mismo. El sistema HIS soporta la información de un gran número de usuarios, garantizando la seguridad de los datos en tiempo real, así como el desempeño del sistema de información. El HIS es el responsable del almacenamiento a largo plazo de la información.

De lo previamente explicado, se puede decir que un sistema SCADA/DMS (Distribution Management System) es un conjunto de aplicaciones diseñadas para supervisar y controlar, de forma eficiente y confiable, un sistema de distribución local SDL perteneciente a un determinado operador de red. De esta manera, el DMS actúa como un sistema de soporte para el seguimiento y control del sistema de distribución de energía eléctrica, el cual permite la toma de decisiones por parte de los operarios del centro de control y por parte de los funcionarios de mantenimiento y reparación de daños. Los resultados clave que se esperan de todo sistema SCADA/DMS tienen que ver con: La mejora de la confiabilidad y calidad del servicio en términos de la reducción de las interrupciones, la minimización del tiempo de interrupción del servicio y el control eficiente de los niveles requeridos de frecuencia y tensión en cada uno de los barrajes del sistema de potencia.

Algunos módulos previamente explicados se pueden visualizar en la Figura 62, la cual corresponde a la implementación del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS en el sistema eléctrico interconectado nacional del Ecuador a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [18].

Figura 62. Diagrama de bloques del sistema SCADA/OMS-MWM/DMS en el sistema eléctrico interconectado nacional del Ecuador




Fuente: MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE. Especificaciones Técnicas SCADA/OMS-MWM/DMS. Quito, Ecuador: Proyecto SIGDE, 2012

La Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP utiliza una plataforma SCADA que le permite supervisar y controlar remotamente la operación del sistema de potencia perteneciente a este operador de red. La supervisión y control del sistema de potencia es desarrollada desde el Centro de Control de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, el cual hace parte del Departamento de Operación de este importante operador de red.

Figura 63. Edificio donde opera el Centro de Control de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP



Fuente: http://www.emcali.com.co/web/energy_service/nuevas-tecnologias

En la Figura 63 se aprecia el edificio donde opera el Centro de Control de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, localizado en la calle 10A No 42A-02 en la ciudad de Santiago de Cali, Valle del Cauca, Colombia. De acuerdo al sitio web de la empresa EMCALI EICE ESP, los beneficios que son obtenidos mediante la operación del sistema de potencia desde el Centro de Control son: “Prestar un servicio más oportuno y eficiente; reducir la duración de las interrupciones del servicio de energía; agilizar los tiempos de atención a los usuarios; disminuir los costos de operación; cumplir las exigencias de la regulación vigente; operar remotamente las subestaciones de energía, evitando desplazamientos y tiempos de espera; facilitar la identificación y ubicación de fallas; permite tener información en tiempo real de todo lo que suceda en las subestaciones y redes del sistema, el acceso a información técnica y de usuarios conectados a cada transformador”.

Según los funcionarios del Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP: El archivo en Microsoft Excel que contiene la descripción detallada de las fallas históricas asociadas a los circuitos conectados a la subestación Meléndez es generado mediante el sistema de información histórica HIS (Historical Information System) y mediante el sistema OMS (Outage Management System). Ambos sistemas hacen parte del módulo SCADA/DMS perteneciente al Centro de Control de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP.

De acuerdo a los ingenieros del Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP: En los últimos años este operador de red ha mejorado la confiabilidad de los circuitos de distribución de energía al contar con el sistema FLISR (Fault Location, Isolation, and Service Restoration), el cual permite energizar las secciones de un circuito que puedan ser alimentadas por la frontera de otro circuito perteneciente al mismo operador de red. De esta manera, se aisla la falla ocurrida sobre el sistema de potencia, reduciendo el número de usuarios, que bajo otras condiciones, experimentarían la interrupción del servicio de suministro de energía eléctrica.

### 4.3 CIRCUITO CARRERA 70

En las tablas 29, 30, 31, 32 y 33 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Carrera 70.

Tabla 29. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Carrera 70

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 6,97 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 6,64 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 0,95 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,92418994 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,075810059 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 19,16 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 9.435.310,10 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 1,89 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 492,54 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 30. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carrera 70

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | CARRERA 70 | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 05/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 10/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 178 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 1805 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 1805 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 1103 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 31. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carrera 70

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 1,00 | 5,05 | 0,07 | 28.241,25 |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 902 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 903 | 180,00 | 60,00 | 1,18 | 585.197,39 |
| 904 | 90,00 | 3,00 | 0,06 | 29.259,87 |
| 905 | 316,00 | 192,95 | 3,91 | 1.904.261,10 |
| 906 | 9,00 | 49,95 | 1,31 | 645.627,55 |
| 907 | 89,00 | 105,32 | 2,02 | 1.011.942,33 |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 85,00 | 69,93 | 1,74 | 899.745,59 |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 916 | 4,00 | 14,80 | 0,33 | 137.705,54 |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 110,00 | 152,23 | 3,68 | 1.807.479,32 |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1005 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 37,00 | 170,40 | 4,13 | 1.983.139,13 |
| 1501 | 178,00 | 2,97 | 0,05 | 27.785,04 |
| 1601 | 4,00 | 14,52 | 0,66 | 374.925,99 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 32. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Carrera 70

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 879,00 | 196,00 | 20,00 | 7,00 | 1,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 316,75 | 396,88 | 98,23 | 24,20 | 5,05 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 33. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carrera 70

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 6,12 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 9,31 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 2,62 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 1,03 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,07 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 3.046.500,90 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 4.499.473,50 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 1.280.801,67 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 580.292,79 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 28.241,25 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 31, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Carrera 70 es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Carrera 70 es FALLA DESCONOCIDA, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Carrera 70 es DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Carrera 70 es DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. De la Tabla 32, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Carrera 70 es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Carrera 70 es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 33: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Carrera 70 es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Carrera 70 es PL.

El circuito que presenta la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice SAIFI) es el circuito Carrera 70 (ver Tabla 100). Esto significa que Carrera 70 es el circuito que presenta el menor número de fallas de usuario por cliente por año, lo cual es muy positivo. Esto se debe a la baja frecuencia de interrupciones que presenta por cada causal de falla. En su orden, las tres causales de mayor frecuencia en los circuitos bajo estudio son: FALLA DESCONOCIDA (código 905) con un total de 12327 fallas de transformador por año para los doce circuitos bajo estudio, OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001) con un total de 4210 fallas de transformador por año para los doce circuitos bajo estudio y DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA (código 1303) con un total de 3941 fallas de transformador por año para los doce circuitos bajo estudio (ver Tabla 102). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Carrera 70 está por debajo de esta estadística presentando, únicamente, 316 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 31. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Carrera 70 está por debajo de esta estadística presentando, únicamente, 110 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 31. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Carrera 70 está por debajo de esta estadística presentando, únicamente, 37 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 31. Lo anterior indica que: La zona geográfica que es atravesada por el circuito Carrera 70 presenta un bajo número de árboles cercanos a la línea o los árboles pertenecientes a este sector se están podando periodicamente.

El circuito Carrera 70 ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice SAIDI), como se aprecia en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). Para los doce circuitos bajo estudio, esta causal presenta 11444,31 horas de falla de transformador por año (ver Tabla 102). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Carrera 70 está por debajo de esta estadística presentando, únicamente, 152,23 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 31. De la Tabla 100: El valor promedio del índice CAIDI, para los doce circuitos bajo estudio, es igual a 1,12 horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios. El valor del índice CAIDI, para el circuito Carrera 70, es igual a 0,95 horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios, con lo cual queda demostrado que la duración de interrupción de usuario por cada cliente del circuito Carrera 70 está dentro del promedio. El circuito Carrera 70 ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (mayor valor del índice ASAI y menor valor del índice ASUI), lo cual resulta positivo (ver Tabla 100). El circuito Carrera 70 ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía esperada no suministrada (menor valor de EENS), lo cual resulta positivo (ver Tabla 101).

El circuito Carrera 70 ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor tasa de valoración de la energía interrumpida (menor valor de ECOST), lo cual resulta positivo (ver Tabla 101). El circuito Carrera 70 ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía no suministrada por cliente (menor valor del índice AENS), lo cual resulta positivo (ver Tabla 101). El circuito Carrera 70 ocupa el cuarto lugar, de mayor a menor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (mayor valor del índice IEAR), como se puede apreciar en la Tabla 101. A mayor valor de la tasa de valoración de la energía interrumpida, mayor es la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios regulados es ligeramente superior frente a la energía no suministrada a los usuarios no regulados.

El circuito Carrera 70 ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es positivo (ver Tabla 94). El circuito Carrera 70 ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es positivo (ver Tabla 94). El circuito Carrera 70 ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), lo cual es positivo (ver Tabla 95). El circuito Carrera 70 ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (menor valor de $\lambda_{circuit}$ / transformadores), lo cual es muy positivo (ver Tabla 95). El circuito Carrera 70 ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual es positivo (ver Tabla 95). El circuito Carrera 70 es un circuito urbano que presenta 14 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a LOS PORTALES - NUEVO REY. Con un total de 178 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 57 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Carrera 70 presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 515,33 pesos colombianos / kWh. El circuito Carrera 70 presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 107,62 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: El circuito Carrera 70 tiene el tercer mejor desempeño entre los circuitos bajo estudio. Vale la pena revisar los históricos correspondientes a las variables eléctricas del circuito Carrera 70 para el periodo de tiempo bajo estudio, con el fin de intentar establecer la razón por la cual este circuito presenta tan bajo número de interrupciones por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA.

## 4.4 CIRCUITO NÁPOLES

En las tablas 34, 35, 36, 37 y 38 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Nápoles.

Tabla 34. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Nápoles

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 23,43 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 49,91 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 2,13 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,43020434 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,569795658 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 152,69 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 51.086.785,34 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 11,02 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 334,58 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 35. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Nápoles

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | NÁPOLES | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 29/03/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 20/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 167 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 4711 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 4711 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 3643 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 36. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Nápoles

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 5,00 | 16,57 | 0,22 | 63.247,50 |
| 107 | 24,00 | 139,63 | 4,32 | 1.188.991,51 |
| 201 | 12,00 | 13,72 | 0,29 | 94.889,64 |
| 301 | 28,00 | 120,35 | 3,79 | 1.165.269,88 |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 165,00 | 22,00 | 0,42 | 154.781,87 |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 18,00 | 34,30 | 0,97 | 251.407,09 |
| 902 | 706,00 | 1085,55 | 21,53 | 7.924.591,44 |
| 903 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 904 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 905 | 868,00 | 2277,53 | 48,02 | 15.983.422,27 |
| 906 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 907 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 912 | 2,00 | 6,17 | 0,09 | 36.102,02 |
| 913 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 916 | 104,00 | 553,00 | 12,35 | 4.016.678,94 |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 165,00 | 126,50 | 2,42 | 889.995,74 |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 432,00 | 1839,05 | 33,60 | 10.723.691,06 |
| 1002 | 253,00 | 338,17 | 6,96 | 2.536.249,29 |
| 1003 | 102,00 | 212,27 | 4,23 | 1.497.815,08 |
| 1004 | 2,00 | 5,82 | 0,23 | 76.666,52 |
| 1005 | 123,00 | 258,85 | 4,83 | 1.507.721,56 |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 632,00 | 407,85 | 8,30 | 2.930.891,82 |
| 1501 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1601 | 2,00 | 9,90 | 0,11 | 44.372,12 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 37. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Nápoles

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 1772,00 | 1175,00 | 619,00 | 30,00 | 47,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 972,98 | 3882,77 | 2286,80 | 153,23 | 171,43 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 38. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Nápoles

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 17,89 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 83,03 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 42,92 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 3,87 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 4,98 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 6.625.056,40 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 27.924.008,46 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 14.048.887,42 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 949.884,10 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 1.538.948,96 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 36, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Nápoles es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Nápoles es FALLA DESCONOCIDA, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Nápoles es FALLA DESCONOCIDA y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Nápoles es FALLA DESCONOCIDA. De la Tabla 37, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Nápoles es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Nápoles es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 38: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Nápoles es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Nápoles es PL.

El circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice SAIFI), lo cual es lamentable (ver Tabla 100). Esto se debe a la alta frecuencia de interrupciones que presenta este circuito por cada causal de falla. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Nápoles está cerca de esta estadística presentando 868 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 36. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Nápoles está por encima de esta estadística, presentando 432 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 36. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Nápoles está por encima de esta estadística presentando 632 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 36. Lo anterior indica que: La zona geográfica que es atravesada por el circuito Nápoles presenta un alto número de árboles cercanos a la línea o los árboles pertenecientes a este sector no se están podando periodicamente. Además, la zona geográfica que es atravesada por el circuito Nápoles posiblemente tenga un alto nivel isoceráunico, lo cual es muy negativo para la confiabilidad del servicio de energía eléctrica de cualquier circuito aéreo de distribución. En este sentido, se recomienda realizar un estudio de coordinación de aislamientos para el circuito Nápoles a fin de determinar las medidas orientadas hacia la reducción del número de interrupciones por concepto de la causa DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice SAIDI), como se aprecia en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001), como se aprecia en la Tabla 102. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Nápoles está por encima de esta estadística, presentando 1839,05 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 36. El circuito Nápoles ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (mayor valor del índice CAIDI), lo cual resulta muy lamentable (ver Tabla 100). Teniendo en cuenta que Nápoles corresponde a un circuito que recorre sectores urbanos y rurales en la ciudad de Santiago de Cali, es lógico que se presente mayor demora en el reestablecimiento del servicio. De todas maneras, se recomienda aumentar el número y la cercanía de las cuadrillas de mantenimiento para agilizar el reestablecimiento del servicio, especialmente, en el sector rural. El circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (menor valor del índice ASAI y mayor valor del índice ASUI), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 100). El circuito Nápoles ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor energía esperada no suministrada (mayor valor del índice EENS), lo cual resulta muy lamentable (ver Tabla 101). El circuito Nápoles ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor tasa de valoración de la energía interrumpida (mayor valor del índice ECOST), lo cual resulta muy lamentable (ver Tabla 101).

El circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor energía no suministrada por cliente (mayor valor del índice AENS), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 101). El circuito Nápoles presenta el menor valor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). A menor valor de la tasa de valoración de la energía interrumpida, menor es la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios no regulados es muy superior frente a la energía no suministrada a los usuarios regulados. El circuito Nápoles ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es lamentable (ver Tabla 94). El circuito Nápoles ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es muy lamentable (ver Tabla 94). El circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (mayor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), lo cual es lamentable (ver Tabla 95). El circuito Nápoles ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (mayor valor del cociente $\lambda_{circuit}$ / transformadores), lo cual es lamentable (ver Tabla 95). El circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (mayor valor de $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual es lamentable (ver Tabla 95). El circuito Nápoles es un circuito urbano y rural que presenta 18 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a SIN IDENTIFICAR. La mayoría de los transformadores, que aparecen con este barrio, pertenecen al sector rural. Precisamente, el segundo barrio con mayor número de fallas es ALTO NAPOLES, el cual hace parte del sector rural que es recorrido por el circuito Nápoles. Con un total de 167 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 83 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Nápoles presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 369,85 pesos colombianos / kWh. El circuito Nápoles presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 914,32 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: El circuito Nápoles presenta el segundo peor desempeño entre los circuitos bajo estudio. Este circuito requiere especial atención en el sector rural porque en este sector se concentra el mayor número de fallas. El sector rural del circuito Nápoles requiere, fundamentalmente: Un poda periódica de los árboles más cercanos a los transformadores, un estudio de coordinación de aislamientos y un mayor número y cercanía de cuadrillas de mantenimiento, con el fin de disminuir el tiempo de respuesta para el restablecimiento del servicio de energía eléctrica.

## 4.5 CIRCUITO EL CAMPO

En las tablas 39, 40, 41, 42 y 43 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito El Campo.

Tabla 39. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito El Campo

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 11,55 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 5,73 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 0,50 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,93456127 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,065438729 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 26,32 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 13.322.290,40 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 1,90 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 506,10 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 40. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Campo

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | EL CAMPO | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 26/03/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 18/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 296 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 6196 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 6196 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 5070 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 41. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Campo

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 1,00 | 1,67 | 0,01 | 4.215,70 |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 3,00 | 16,93 | 0,16 | 88.457,94 |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 902 | 302,00 | 393,22 | 3,69 | 1.956.255,33 |
| 903 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 904 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 905 | 2888,00 | 307,95 | 4,95 | 1.884.695,41 |
| 906 | 6,00 | 19,48 | 0,12 | 68.725,23 |
| 907 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 916 | 53,00 | 123,53 | 1,08 | 607.368,34 |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 231,00 | 3,13 | 0,04 | 18.426,27 |
| 1001 | 869,00 | 1415,68 | 13,98 | 7.473.562,32 |
| 1002 | 53,00 | 97,17 | 0,85 | 477.729,83 |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 62,00 | 37,10 | 0,32 | 157.109,46 |
| 1005 | 4,00 | 14,40 | 0,12 | 57.858,95 |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 231,00 | 11,80 | 0,11 | 61.060,04 |
| 1501 | 356,00 | 8,90 | 0,10 | 52.890,16 |
| 1601 | 11,00 | 49,55 | 0,80 | 413.935,42 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 42. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito El Campo

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 4218,00 | 447,00 | 386,00 | 18,00 | 1,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 787,93 | 632,33 | 994,18 | 83,13 | 2,93 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 43. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Campo

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 9,26 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 7,62 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 8,37 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 1,05 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,03 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 4.849.148,94 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 3.335.636,29 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 4.564.475,67 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 561.155,00 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 11.874,50 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 41, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito El Campo es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito El Campo es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito El Campo es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito El Campo es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. De la Tabla 42, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito El Campo es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito El Campo es PR (fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 43: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito El Campo es A (fallas activas) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito El Campo es A.

El circuito El Campo ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice SAIFI), lo cual es aceptable (ver Tabla 100). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito El Campo está por encima de esta estadística presentando 2888 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 41. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito El Campo está por encima de esta estadística, presentando 869 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 41. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito El Campo está por debajo de esta estadística presentando 231 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 41. Lo anterior indica que: La zona atravesada por el circuito El Campo presenta un buen número de árboles cercanos a la línea o hace falta aumentar la poda de los árboles pertenecientes a este sector. La zona geográfica que es atravesada por el circuito El Campo presenta un número desproporcionado de fallas ocasionadas por la causal FALLA DESCONOCIDA. En este sentido, se recomienda podar los árboles contiguos a la línea perteneciente al circuito El Campo. Igualmente, todo esfuerzo que pueda realizar la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP para establecer las motivaciones reales que producen la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA, siempre será de gran utilidad porque se trata de la causal más frecuente de falla que afecta al conjunto de los circuitos conectados a la subestación Meléndez, como se puede apreciar en la Tabla 102. El circuito El Campo ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice SAIDI), lo cual resulta positivo (ver Tabla 100). La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001), como se aprecia en la Tabla 102. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito El Campo está por encima de esta estadística, presentando 1415,68 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 41. El circuito El Campo ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (menor valor del índice CAIDI), lo cual resulta positivo (ver Tabla 100). El circuito El Campo ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (mayor valor del índice ASAI y menor valor del índice ASUI), lo cual resulta positivo (ver Tabla 100). El circuito El Campo ocupa el quinto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía esperada no suministrada (menor valor de EENS), lo cual resulta aceptable (ver Tabla 101). El circuito El Campo ocupa el quinto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor tasa de valoración de la energía interrumpida (menor valor de ECOST), lo cual resulta aceptable (ver Tabla 101). El circuito El Campo ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía no suministrada por cliente (menor valor del índice AENS), lo cual resulta positivo (ver Tabla 101).

El circuito El Campo presenta el segundo mayor valor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). A mayor valor de la tasa de valoración de la energía interrumpida, mayor es la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios regulados es superior frente a la energía no suministrada a los usuarios no regulados. El circuito El Campo ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es lamentable (ver Tabla 94). Igualmente, el circuito El Campo ocupa el segundo lugar, de mayor a menor, entre los circuitos con mayor número de transformadores de distribución (ver Tabla 94). Este dato puede relacionarse con la estadística de mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$ porque este índice está dado en [fallas de transformadores / año]. El circuito El Campo ocupa el quinto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es inaceptable (ver Tabla 94). El circuito El Campo ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), lo cual es positivo (ver Tabla 95). El circuito El Campo se encuentra muy cerca del promedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (valor del cociente $\lambda_{circuit}$ / transformadores), como se puede apreciar en la Tabla 95. El circuito El Campo ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual es positivo (ver Tabla 95).

El circuito El Campo es un circuito urbano que presenta 13 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a EL INGENIO. Con un total de 296 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 47 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito El Campo presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 490,86 pesos colombianos / kWh. El circuito El Campo presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 88,93 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: A pesar de algunas estadísticas negativas, el circuito El Campo presenta el segundo mejor desempeño entre los circuitos bajo estudio. Para la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP es recomendable la realización de un estudio orientado, exclusivamente, hacia la determinación de las razones por las cuales se produce la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA. Un ejemplo lo podemos hallar en el circuito El Campo, el cual presenta un número alarmante de fallas asociadas a esta causa de interrupción.

## 4.6 CIRCUITO UNIVALLE

En las tablas 44, 45, 46, 47 y 48 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Univalle

Tabla 44. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Univalle

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 10,50 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 16,01 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 1,53 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,81718134 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,182818664 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 49,15 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 21.722.421,45 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 4,41 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 441,93 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 45. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Univalle

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | UNIVALLE | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 09/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 25/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 204 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 6965 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 6965 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 3417 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 46. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Univalle

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 23,00 | 16,48 | 0,50 | 300.200,33 |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 2,00 | 4,08 | 0,09 | 28.875,59 |
| 302 | 1,00 | 1,07 | 0,01 | 4.706,47 |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 140,00 | 14,00 | 0,19 | 36.194,39 |
| 902 | 495,00 | 1953,90 | 30,05 | 16.389.705,69 |
| 903 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 904 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 905 | 783,00 | 407,53 | 1,67 | 635.065,94 |
| 906 | 8,00 | 50,13 | 0,05 | 22.174,23 |
| 907 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 8,00 | 53,73 | 0,57 | 244.253,43 |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 916 | 16,00 | 101,40 | 0,91 | 389.649,77 |
| 918 | 122,00 | 826,33 | 1,83 | 779.803,25 |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 429,00 | 970,50 | 9,42 | 1.977.218,59 |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 5,00 | 5,78 | 0,01 | 2.690,71 |
| 1004 | 1,00 | 2,80 | 0,00 | 886,62 |
| 1005 | 1,00 | 2,20 | 0,01 | 4.143,74 |
| 1006 | 140,00 | 210,00 | 2,89 | 542.915,81 |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 1108,00 | 181,61 | 0,92 | 354.300,49 |
| 1501 | 134,00 | 2,23 | 0,03 | 5.210,96 |
| 1601 | 1,00 | 1,77 | 0,01 | 4.425,46 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 47. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Univalle

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 2375,00 | 831,00 | 189,00 | 19,00 | 3,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 639,67 | 3314,39 | 633,10 | 213,25 | 5,15 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 48. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Univalle

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 11,75 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 34,30 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 2,19 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0,82 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,10 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 1.837.999,66 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 18.528.190,75 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 969.744,68 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 352.904,30 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 33.582,06 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 46, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Univalle es DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Univalle es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Univalle es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Univalle es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA. De la Tabla 47, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Univalle es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Univalle es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 48: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Univalle es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Univalle es PL.

El circuito Univalle ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice SAIFI), lo cual es positivo (ver Tabla 100). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Univalle está por debajo de esta estadística presentando 783 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 46. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Univalle está por encima de esta estadística, presentando 429 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 46. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Univalle está por encima de esta estadística presentando 1108 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 46. Lo anterior indica que: La zona atravesada por el circuito Univalle presenta un alto número de interrupciones ocasionadas por descargas atmosféricas. Teniendo en cuenta que el circuito Univalle recorre zonas urbanas y rurales, se recomienda la realización de un estudio de coordinación de aislamientos sobre este circuito a fin de determinar las medidas orientadas hacia la reducción del número de interrupciones por concepto de la causa DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA.

El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice SAIDI), como se aprecia en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Univalle está, ligeramente, por encima de esta estadística, presentando 970,50 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 46. Es preocupante que el circuito Univalle presente una duración anual de las interrupciones para la causal FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA igual a 1953,9 horas de falla de transformadores / año. Por esta estadística, se recomienda: Aumentar el número y la cercanía de las cuadrillas de mantenimiento, especialmente, a nivel rural, con el fin de disminuir el tiempo de respuesta para el restablecimiento del servicio de energía eléctrica. El indicador CAIDI confirma la recomendación anterior porque el circuito Univalle ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (mayor valor del índice CAIDI), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 100). El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (valor del índice ASAI y valor del índice ASUI), como se puede apreciar en la Tabla 100. El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía esperada no suministrada (valor de EENS), como se puede apreciar en la Tabla 101. El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (valor de ECOST), como se puede apreciar en la Tabla 101. El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía no suministrada por cliente (valor del índice AENS), como se puede apreciar en la Tabla 101.

El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). La tasa de valoración de la energía interrumpida es directamente proporcional a la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios regulados es, aproximadamente, igual frente a la energía no suministrada a los usuarios no regulados. El circuito Univalle ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es inaceptable (ver Tabla 94). Igualmente, el circuito Univalle ocupa el cuarto lugar, de mayor a menor, entre los circuitos con mayor número de transformadores de distribución (ver Tabla 94). Este dato puede relacionarse con el mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$ porque este índice presenta unas dimensiones dadas en [fallas de transformadores / año]. El circuito Univalle ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es lamentable (ver Tabla 94). El circuito Univalle ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (mayor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), lo cual es lamentable (ver Tabla 95). El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (valor del cociente $\lambda_{circuit}$ / transformadores), como se aprecia en Tabla 95. El circuito Univalle ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (mayor valor de $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual es inaceptable (ver Tabla 95).

El circuito Univalle es un circuito urbano y rural que presenta 7 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a SIN IDENTIFICAR. La mayoría de los transformadores, que se presentan con este barrio, pertenecen al sector rural. Con un total de 204 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 12 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Univalle presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 536,82 pesos colombianos / kWh. El circuito Univalle presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 240,95 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: El circuito Univalle ocupa un lugar intermedio entre los circuitos bajo estudio. Para este circuito se recomienda: Un estudio de coordinación de aislamientos, a fin de determinar las medidas orientadas hacia la reducción del número de interrupciones por concepto de la causa DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA, y un incremento en el número y en la cercanía de las cuadrillas de mantenimiento para la atención de la zona rural.

## 4.7 CIRCUITO LIMONAR

En las tablas 49, 50, 51, 52 y 53 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Limonar.

Tabla 49. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Limonar

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 20,42 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 17,89 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 0,88 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,79581983 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,204180174 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 105,64 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 48.860.435,64 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 5,48 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 462,54 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 50. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Limonar

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | LIMONAR | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 06/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 23/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 352 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 10254 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 10254 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 8044 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 51. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Limonar

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 7,00 | 7,37 | 0,17 | 56.277,99 |
| 107 | 3,00 | 23,78 | 0,82 | 189.455,15 |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 8,00 | 15,02 | 0,44 | 213.502,45 |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 618,00 | 202,53 | 3,22 | 1.466.405,79 |
| 902 | 279,00 | 230,65 | 3,27 | 1.539.489,98 |
| 903 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 904 | 434,00 | 90,48 | 1,45 | 738.638,58 |
| 905 | 4413,00 | 2549,17 | 38,83 | 17.948.011,23 |
| 906 | 9,00 | 57,38 | 0,60 | 308.151,63 |
| 907 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 912 | 11,00 | 66,92 | 0,85 | 431.352,23 |
| 913 | 1,00 | 3,27 | 0,04 | 24.537,92 |
| 914 | 31,00 | 68,20 | 0,88 | 425.442,83 |
| 915 | 2,00 | 4,53 | 0,07 | 31.523,88 |
| 916 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 918 | 175,00 | 70,00 | 1,00 | 490.569,93 |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 1044,00 | 3015,45 | 46,79 | 21.494.451,55 |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 15,00 | 15,23 | 0,23 | 101.538,10 |
| 1005 | 437,00 | 220,49 | 3,52 | 1.788.757,45 |
| 1006 | 9,00 | 17,55 | 0,26 | 141.692,15 |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 452,00 | 200,50 | 2,82 | 1.302.045,15 |
| 1501 | 89,00 | 1,48 | 0,03 | 13.532,34 |
| 1601 | 7,00 | 31,32 | 0,32 | 155.059,31 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 52. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Limonar

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 2034,00 | 4729,00 | 1068,00 | 31,00 | 182,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 233,20 | 3477,62 | 3048,23 | 119,08 | 13,19 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 53. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Limonar

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 3,89 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 52,42 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 47,28 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 1,64 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,40 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 1.791.770,48 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 24.407.700,64 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 21.737.681,80 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 729.450,69 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 193.832,03 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 51, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Limonar es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Limonar es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Limonar es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Limonar es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. De la Tabla 52, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Limonar es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Limonar es PL. De la Tabla 53: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Limonar es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Limonar es PL.

El circuito Limonar ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice SAIFI), lo cual es lamentable (ver Tabla 100). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Limonar está por encima de esta estadística presentando 4413 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 51. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Limonar está por encima de esta estadística, presentando 1044 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 51. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Limonar está por encima de esta estadística presentando 452 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 51. Lo anterior indica que: La zona atravesada por el circuito Limonar presenta un buen número de árboles cercanos a la línea o hace falta aumentar la poda de los árboles pertenecientes a este sector. La zona geográfica que es atravesada por el circuito Limonar presenta un número desproporcionado de fallas ocasionadas por la causal FALLA DESCONOCIDA. En este sentido, se recomienda podar los árboles contiguos a la línea perteneciente al circuito Limonar. La tercera causa más frecuente de falla en el circuito Limonar corresponde a la causal ERROR DE PERSONAL - CONTRATISTA PARTICULAR (código 803). Esta causa ocasiona 618 fallas por año, como se puede apreciar en la Tabla 51. En este aspecto, se recomienda fortalecer la interventoría y la vigilancia de los contratistas de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la UENE EMCALI EICE ESP para minimizar la frecuencia de las interrupciones asociadas a errores humanos.

El circuito Limonar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice SAIDI), como se aprecia en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Limonar está por encima de esta estadística, presentando 3015,45 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 51. El circuito Limonar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (valor del índice CAIDI), como se puede visualizar en la Tabla 100. El circuito Limonar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (valor del índice ASAI y valor del índice ASUI), como se puede apreciar en la Tabla 100. El circuito Limonar ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía esperada no suministrada (mayor valor de EENS), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 101). El circuito Limonar ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (mayor valor de ECOST), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 101). El circuito Limonar ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor energía no suministrada por cliente (mayor valor del índice AENS), lo cual resulta inaceptable (ver Tabla 101).

El circuito Limonar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). La tasa de valoración de la energía interrumpida es directamente proporcional a la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios regulados es, aproximadamente, igual frente a la energía no suministrada a los usuarios no regulados. El circuito Limonar ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es muy lamentable (ver Tabla 94). Igualmente, el circuito Limonar ocupa el primer lugar, de mayor a menor, entre los circuitos con mayor número de transformadores de distribución (ver Tabla 94). Este último dato puede relacionarse con la estadística de mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$ porque este último índice está dado en [fallas de transformadores / año]. El circuito Limonar ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es lamentable (ver Tabla 94). El circuito Limonar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 95. El circuito Limonar ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (mayor valor del cociente $\lambda_{circuit}$ / transformadores), lo cual es lamentable (ver Tabla 95). El circuito Limonar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), como se visualiza en la Tabla 95. El circuito Limonar es un circuito urbano que presenta 23 barrios en la hoja FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a EL REFUGIO. EL REFUGIO presenta 2385 fallas de las 8044 fallas anuales presentadas por el circuito Limonar. De las 2385 fallas, 1377 fallas corresponden a la causal FALLA DESCONOCIDA. Con un total de 352 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 55 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Limonar presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 472,79 pesos colombianos / kWh. El circuito Limonar presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 300,1 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: El circuito Limonar presenta el tercer peor desempeño entre los circuitos bajo estudio. Para la UENE EMCALI EICE ESP es recomendable la realización de un estudio orientado, exclusivamente, hacia la determinación de las razones por las cuales se produce la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA. Un ejemplo lo podemos hallar en el circuito Limonar, el cual presenta un número preocupante de fallas asociadas a esta causa de interrupción.

## 4.8 CIRCUITO CIUDAD CÓRDOBA

En las tablas 54, 55, 56, 57 y 58 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Ciudad Córdoba.

Tabla 54. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Ciudad Córdoba

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 11,79 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 13,42 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 1,14 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,8468474 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,153152596 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 19,47 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 8.083.436,06 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 2,71 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 415,22 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 55. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Ciudad Córdoba

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | CIUDAD CORDOBA | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 07/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 21/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 74 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 1139 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 1139 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 870 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 56. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Ciudad Córdoba

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 1,00 | 8,73 | 0,00 | 481,68 |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 1,00 | 1,25 | 0,02 | 8.550,06 |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 3,00 | 4,17 | 0,15 | 61.403,99 |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 902 | 19,00 | 10,43 | 0,22 | 92.685,60 |
| 903 | 148,00 | 141,83 | 2,77 | 1.153.027,18 |
| 904 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 905 | 173,00 | 99,35 | 1,95 | 801.499,05 |
| 906 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 907 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 74,00 | 167,73 | 3,27 | 1.363.579,98 |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 1,00 | 1,03 | 0,02 | 8.749,87 |
| 916 | 1,00 | 2,10 | 0,00 | 115,82 |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 74,00 | 145,53 | 2,84 | 1.183.106,16 |
| 1002 | 149,00 | 253,17 | 5,04 | 2.090.914,34 |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 2,00 | 3,27 | 0,09 | 31.337,49 |
| 1005 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 76,00 | 118,73 | 3,05 | 1.267.566,51 |
| 1303 | 75,00 | 7,77 | 0,02 | 10.386,66 |
| 1501 | 72,00 | 1,20 | 0,02 | 9.726,48 |
| 1601 | 1,00 | 5,53 | 0,00 | 305,19 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 57. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Ciudad Córdoba

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 776,00 | 27,00 | 39,00 | 27,00 | 1,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 672,07 | 141,07 | 125,77 | 32,22 | 0,72 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 58. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Ciudad Córdoba

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 13,14 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 3,11 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 2,55 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0,65 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,02 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 5.490.026,46 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 1.288.564,12 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 1.033.481,48 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 265.295,54 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 6.068,46 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 56, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Ciudad Córdoba es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Ciudad Córdoba es OBJETOS SOBRE RED - COMETAS, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Ciudad Córdoba es OBJETOS SOBRE RED - COMETAS y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Ciudad Córdoba es OBJETOS SOBRE RED - COMETAS. De la Tabla 57, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Ciudad Córdoba es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Ciudad Córdoba es A. De la Tabla 58: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Ciudad Córdoba es A (fallas activas) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Ciudad Córdoba es A.

El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice SAIFI), como se puede apreciar en la Tabla 100. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Ciudad Córdoba está por debajo de esta estadística presentando 173 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 56. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Ciudad Córdoba está por debajo de esta estadística, presentando 74 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 56. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Ciudad Córdoba está por debajo de esta estadística presentando 75 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 56. El circuito Ciudad Córdoba alimenta sectores urbanos y rurales en el sur de la ciudad de Santiago de Cali. Aunque este circuito solo presenta 74 transformadores, la frecuencia anual de las interrupciones asociadas a cada una de las tres causas de falla más frecuentes es, realmente, pequeña, lo cual invita a tomar este circuito como patrón de referencia frente a otros circuitos que alimentan cargas urbanas y rurales.

El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice SAIDI), como se puede apreciar en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Ciudad Córdoba está por debajo de esta estadística, presentando 145,53 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 56. La causal que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Ciudad Córdoba es OBJETOS SOBRE RED - COMETAS. Esta causal presenta una duración anual $U_{cause}$ = 253,17 horas de falla de transformador / año, como se puede apreciar en la Tabla 56. En este sentido, se recomienda realizar una campaña educativa dirigida a los habitantes de los barrios y sectores que son atravesados por el circuito Ciudad Córdoba. Esta campaña estaría orientada a prevenir la ocurrencia de la causal OBJETOS SOBRE RED - COMETAS. El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (valor del índice CAIDI), como se puede apreciar en la Tabla 100. Esta clasificación es lógica, teniendo en cuenta que el índice CAIDI es igual al cociente de la magnitud del índice SAIDI entre el valor del índice SAIFI. El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (valor del índice ASAI y valor del índice ASUI), como se puede apreciar en la Tabla 100. El circuito Ciudad Córdoba ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía esperada no suministrada (menor valor de EENS), lo cual resulta positivo. El circuito Ciudad Córdoba ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor tasa de valoración de la energía interrumpida (menor valor de ECOST), lo cual resulta positivo (ver Tabla 101).

El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía no suministrada por cliente (valor del índice AENS), como se puede apreciar en la Tabla 101. El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). La tasa de valoración de la energía interrumpida es directamente proporcional a la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios regulados es, aproximadamente, igual frente a la energía no suministrada a los usuarios no regulados. El circuito Ciudad Córdoba ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es positivo (ver Tabla 94). Igualmente, el circuito Ciudad Córdoba ocupa el segundo lugar, de menor a mayor, entre los circuitos con menor número de transformadores de distribución (ver Tabla 94). Este último dato puede relacionarse con la estadística de menor valor del índice $\lambda_{circuit}$ porque este último índice está dado en [fallas de transformadores / año]. El circuito Ciudad Córdoba ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es aceptable (ver Tabla 94). El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 95. El circuito Ciudad Córdoba ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (menor valor del cociente $\lambda_{circuit}$ / transformadores), lo cual es positivo (ver Tabla 95). El circuito Ciudad Córdoba ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), como se puede apreciar en la Tabla 95. Ciudad Córdoba es un circuito que presenta cuatro (4) barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a CIUDAD CORDOBA. El barrio CIUDAD CORDOBA presenta 729 fallas de las 870 fallas anuales presentadas por el circuito Ciudad Córdoba. Con un total de 74 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 97 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Ciudad Córdoba presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 419,01 pesos / kWh. El circuito Ciudad Córdoba presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 263,08 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: Entre los circuitos que alimentan cargas urbanas y rurales, el circuito con mejor desempeño es Ciudad Córdoba. Este circuito debe ser tomado como patrón de referencia para mejorar los indicadores de otros circuitos similares, como el circuito Nápoles y el circuito Univalle.

## 4.9 CIRCUITO SIMÓN BOLÍVAR

En las tablas 59, 60, 61, 62 y 63 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Simón Bolívar.

Tabla 59. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Simón Bolívar

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 16,57 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 13,40 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 0,81 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,84701695 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,152983049 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 37,23 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 15.007.626,19 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 2,96 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 403,09 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 60. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Simón Bolívar

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | SIMÓN BOLÍVAR | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 22/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 21/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 161 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 3503 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 3503 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 2689 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 61. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Simón Bolívar

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 2,00 | 6,67 | 0,10 | 44.034,56 |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 1,00 | 2,83 | 0,06 | 23.011,84 |
| 301 | 6,00 | 9,40 | 0,21 | 97.019,34 |
| 302 | 1,00 | 0,48 | 0,01 | 6.185,35 |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 163,00 | 24,73 | 0,41 | 167.659,89 |
| 902 | 251,00 | 372,73 | 6,40 | 2.609.987,23 |
| 903 | 324,00 | 191,70 | 3,29 | 1.343.255,11 |
| 904 | 51,00 | 0,85 | 0,02 | 6.820,84 |
| 905 | 325,00 | 162,92 | 2,80 | 1.084.854,04 |
| 906 | 5,00 | 24,88 | 0,42 | 161.652,56 |
| 907 | 162,00 | 194,40 | 3,34 | 1.362.174,20 |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 169,00 | 36,25 | 0,57 | 243.263,01 |
| 914 | 6,00 | 28,65 | 0,45 | 162.170,31 |
| 915 | 2,00 | 2,03 | 0,03 | 12.126,53 |
| 916 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 110,00 | 0,24 | 0,00 | 1.599,85 |
| 1001 | 457,00 | 1085,25 | 17,77 | 7.127.878,11 |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 1,00 | 2,47 | 0,05 | 22.790,76 |
| 1004 | 166,00 | 14,53 | 0,20 | 77.026,01 |
| 1005 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 485,00 | 59,07 | 1,00 | 413.153,65 |
| 1501 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1601 | 2,00 | 11,67 | 0,10 | 40.963,00 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 62. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Simón Bolívar

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 2039,00 | 380,00 | 250,00 | 13,00 | 7,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 1138,60 | 220,69 | 801,01 | 52,05 | 19,40 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 63. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Simón Bolívar

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 19,55 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 3,66 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 12,84 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0,85 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,33 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 7.982.751,08 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 1.406.434,40 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 5.112.616,74 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 353.389,67 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 152.434,29 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 61, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Simón Bolívar es DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Simón Bolívar es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Simón Bolívar es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Simón Bolívar es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. De la Tabla 62: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Simón Bolívar es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Simón Bolívar es A. De la Tabla 63: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Simón Bolívar es A (fallas activas) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Simón Bolívar es A.

El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice SAIFI), como se puede visualizar en la Tabla 100. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Simón Bolívar está por debajo de esta estadística presentando 325 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 61. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Simón Bolívar está por encima de esta estadística, presentando 457 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 61. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Simón Bolívar está por encima de esta estadística presentando 485 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 61. Aunque existen circuitos que presentan estadísticas más desfavorables con relación a las causales mencionadas con anterioridad, para el circuito Simón Bolívar se recomienda: Una poda de los árboles más cercanos a la línea y un estudio de coordinación de aislamientos, a fin de determinar las medidas orientadas hacia la reducción del número de interrupciones por concepto de la causa DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA.

El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice SAIDI), como se aprecia en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Simón Bolívar está por encima de esta estadística, presentando 1085,25 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 61. La causal que presenta la segunda mayor duración de las interrupciones para el circuito Simón Bolívar es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA. Esta causal presenta una duración anual de interrupciones $U_{cause}$ = 372,73 horas de falla de transformador / año, como se puede apreciar en la Tabla 61. El circuito Simón Bolívar ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (valor del índice CAIDI), lo cual es aceptable (ver Tabla 100).

El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (valor del índice ASAI y valor del índice ASUI), como se puede visualizar en la Tabla 100. El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía esperada no suministrada (valor de EENS), como se puede visualizar en la Tabla 101. El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (valor de ECOST), como se puede visualizar en la Tabla 101. El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía no suministrada por cliente (valor del índice AENS), como se puede visualizar en la Tabla 101.

El circuito Simón Bolívar ocupa el cuarto lugar, de menor a mayor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). La tasa de valoración de la energía interrumpida es directamente proporcional a la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios no regulados es ligeramente superior frente a la energía no suministrada a los usuarios regulados.

El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 94. El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice $U_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 94. El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 95. El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (valor del cociente $\lambda_{circuit}$ / transformadores), como se puede apreciar en la Tabla 95. El circuito Simón Bolívar ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), como se puede apreciar en la Tabla 95.

El circuito Simón Bolívar es un circuito que presenta 9 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a CAÑAVERALES - LOS SAMANES. El sector CAÑAVERALES - LOS SAMANES presenta 873 fallas de las 2689 fallas anuales presentadas por el circuito Simón Bolívar. De las 873 fallas, 146 fallas corresponden a la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. Con 161 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 78 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Simón Bolívar presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 413,23 pesos colombianos / kWh. El circuito Simón Bolívar presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 231,25 kWh / año El circuito Simón Bolívar presenta un valor promedio, para el costo esperado de interrupción en el punto de carga i, $ECOST_i$, igual a 93215,07 pesos colombianos / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: Entre los doce circuitos bajo estudio, Simón Bolivar es el circuito que presenta el mayor número de indicadores ocupando un lugar intermedio. De esta manera, Simón Bolivar es el circuito promedio por excelencia entre los doce circuitos bajo estudio.

## 4.10 CIRCUITO VALLADO

En las tablas 64, 65, 66, 67 y 68 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Vallado.

Tabla 64. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Vallado

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 8,67 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 3,39 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 0,39 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,96135305 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,038646948 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 11,31 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 4.105.999,43 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 0,85 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 363,10 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 65. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Vallado

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | VALLADO | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 20/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 18/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 169 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 1473 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 1473 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 1299 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 66. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Vallado

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 1,00 | 0,55 | 0,00 | 1.031,23 |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 7,00 | 10,05 | 0,30 | 107.004,92 |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 902 | 76,00 | 30,40 | 0,61 | 205.198,96 |
| 903 | 150,00 | 143,75 | 3,27 | 1.222.563,32 |
| 904 | 150,00 | 6,25 | 0,14 | 53.154,93 |
| 905 | 722,00 | 111,62 | 3,01 | 1.111.291,94 |
| 906 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 907 | 75,00 | 90,00 | 2,05 | 765.430,95 |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 916 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1002 | 25,00 | 22,03 | 0,38 | 141.641,14 |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 1,00 | 1,17 | 0,03 | 10.630,96 |
| 1005 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 92,00 | 82,85 | 1,51 | 488.051,09 |
| 1501 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1601 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 67. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Vallado

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 1180,00 | 84,00 | 26,00 | 3,00 | 6,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 290,05 | 174,13 | 23,20 | 2,87 | 8,42 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 68. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Vallado

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 6,46 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 4,11 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 0,41 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0,06 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,27 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 2.418.419,33 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 1.419.160,23 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 152.272,10 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 21.928,21 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 94.219,56 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 66, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Vallado es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Vallado es FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Vallado es FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Vallado es FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION. De la Tabla 67, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Vallado es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Vallado es A. De la Tabla 68: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Vallado es A (fallas activas) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Vallado es A.

El circuito Vallado ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice SAIFI), lo cual es positivo (ver Tabla 100). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Vallado está por debajo de esta estadística presentando 722 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 66. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Vallado está por debajo de esta estadística, presentando 0 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 66. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Vallado está por debajo de esta estadística presentando 92 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 66. Lo anterior indica que: El circuito Vallado representa el modelo a seguir en lo que se refiere a la prevención de las interrupciones asociadas a la causal de falla OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. Otra conclusión, muy interesante por lo demás, tiene que ver con la comparación entre el número de interrupciones asociadas a la causal FALLA DESCONOCIDA frente al número de fallas por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. De esta comparación, se encuentra que la frecuencia de la causal FALLA DESCONOCIDA no guarda ninguna correlación con la frecuencia de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, lo cual reafirma la recomendación de que la UENE EMCALI EICE ESP contrate un estudio orientado, exclusivamente, hacia la determinación de las razones reales por las cuales se produce la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA.

El circuito Vallado ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice SAIDI), lo cual resulta muy positivo (ver Tabla 100). La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. Como el circuito Vallado no presenta ninguna falla por año para esta causal, es lógico que ocupe el menor valor para el índice SAIDI. El circuito Vallado ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (menor valor del índice CAIDI), lo cual resulta muy positivo (ver Tabla 100).

El circuito Vallado ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (mayor valor del índice ASAI y menor valor del índice ASUI), lo cual resulta muy positivo (ver Tabla 100). El circuito Vallado ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía esperada no suministrada (menor valor de EENS), lo cual resulta positivo (ver Tabla 101). El circuito Vallado ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor tasa de valoración de la energía interrumpida (menor valor de ECOST), lo cual resulta positivo (ver Tabla 101).

El circuito Vallado ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía no suministrada por cliente (menor valor del índice AENS), lo cual resulta muy positivo (ver Tabla 101). El circuito Vallado presenta el segundo menor valor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). A menor valor de la tasa de valoración de la energía interrumpida, menor es la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios no regulados es superior frente a la energía no suministrada a los usuarios regulados. El circuito Vallado ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es aceptable (ver Tabla 94). El circuito Vallado ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es positivo (ver Tabla 94). El circuito Vallado ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), lo cual es muy positivo (ver Tabla 95). El circuito Vallado ocupa el segundo mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (menor valor del cociente $\lambda_{circuit}$ / transformadores), lo cual es positivo (ver Tabla 95). El circuito Vallado ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual es muy positivo (ver Tabla 95). El circuito Vallado es un circuito urbano que presenta 10 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a MARIANO RAMOS. El barrio MARIANO RAMOS presenta 862 fallas por año de las 1299 interrupciones por año que presenta el circuito Vallado. Con un total de 169 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 79 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Vallado presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el nodo i, $IEAR_i$, igual a 342,78 pesos colombianos / kWh. Esto significa que, en promedio, cada transformador del circuito Vallado presenta una tasa de valoración de la energía interrumpida igual a 342,78 pesos colombianos / kWh. El circuito Vallado presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 66,91 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad. Esto significa que, en promedio, cada transformador del circuito Vallado presenta una energía esperada no suministrada igual a 66,91 kWh / año.

En conclusión: El circuito Vallado presenta el mejor desempeño entre los doce circuitos bajo estudio. Si Ciudad Córdoba es el circuito que debe ser tomado como patrón de referencia entre los circuitos con carga rural, el circuito Vallado es el modelo a seguir entre los circuitos urbanos bajo estudio.

## 4.11 CIRCUITO EL CANEY

En las tablas 69, 70, 71, 72 y 73 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito El Caney.

Tabla 69. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito El Caney

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 12,09 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 7,62 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 0,63 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,91297229 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,087027707 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 31,48 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 15.567.845,35 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 2,30 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 494,50 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 70. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Caney

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | EL CANEY | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 27/03/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 25/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 188 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 3556 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 3556 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 2596 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 71. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Caney

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 74,00 | 59,72 | 0,87 | 393.459,47 |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 2,00 | 0,98 | 0,01 | 7.690,02 |
| 302 | 4,00 | 3,10 | 0,04 | 17.477,77 |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 902 | 176,00 | 84,28 | 1,32 | 646.677,64 |
| 903 | 290,00 | 277,92 | 4,96 | 2.400.590,84 |
| 904 | 118,00 | 92,43 | 1,73 | 835.562,53 |
| 905 | 984,00 | 158,84 | 2,48 | 1.228.584,51 |
| 906 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 907 | 189,00 | 85,05 | 1,73 | 873.366,92 |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 1,00 | 9,33 | 0,14 | 77.376,82 |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 916 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 146,00 | 2,43 | 0,04 | 20.898,66 |
| 1001 | 177,00 | 823,15 | 11,48 | 5.812.334,69 |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1005 | 145,00 | 348,00 | 6,21 | 3.005.957,23 |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 146,00 | 17,75 | 0,43 | 226.998,37 |
| 1501 | 144,00 | 2,40 | 0,04 | 20.869,89 |
| 1601 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 72. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito El Caney

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 2185,00 | 203,00 | 177,00 | 26,00 | 5,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 885,13 | 179,30 | 823,15 | 74,88 | 2,92 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 73. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito El Caney

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 16,06 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 2,65 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 11,48 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 1,24 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,04 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 7.809.795,23 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 1.314.605,37 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 5.812.334,69 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 612.517,62 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 18.592,45 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 71, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito El Caney es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito El Caney es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito El Caney es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito El Caney es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. De la Tabla 72, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito El Caney es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito El Caney es A. De la Tabla 73: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito El Caney es A (fallas activas) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito El Caney es A.

El circuito El Caney ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice SAIFI), como se puede apreciar en la Tabla 100. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito El Caney está por debajo de esta estadística presentando 984 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 71. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito El Caney está por debajo de esta estadística, presentando 177 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 71. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito El Caney está por debajo de esta estadística presentando 146 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 71. Lo anterior indica que: El Caney se encuentra entre los circuitos con mejor desempeño sin llegar aún a los tres primeros lugares. A pesar de que el número de fallas por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA está por debajo del promedio para los doce circuitos bajo estudio, 984 fallas de transformador por año sigue siendo un valor alto e indeseable. Después de la causal FALLA DESCONOCIDA, la causa de falla más frecuente para el circuito El Caney es FALLA EQUIPO DE LA SUBESTACION con 290 interrupciones por año.

El circuito El Caney ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice SAIDI), lo cual resulta aceptable (ver Tabla 100). La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. Para esta causa de interrupción, el circuito El Caney presenta 823,15 horas de falla de transformador por año. Aunque este último valor es inferior frente al promedio, 823,15 horas de falla de transformador por año sigue siendo un valor alto e indeseable. Después de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa de falla que presenta la mayor duración para el circuito El Caney es OBJETOS SOBRE RED - VEHICULOS. A pesar de tener una frecuencia de tan solo 145 fallas por año, la causa OBJETOS SOBRE RED - VEHICULOS presenta 348 horas de falla de transformador por año, lo cual indica que la duración por falla es relativamente alta: 2,4 horas / falla. Los daños sobre la línea, por concepto esta causal, están asociados a accidentes de tránsito ocasionados por conductores de vehículos. Si aún no se ha hecho, se recomienda que el área jurídica de la UENE EMCALI EICE ESP revise la normatividad vigente sobre la responsabilidad de los conductores que ocasionan daños sobre activos de empresas oficiales para gestionar el pago de compensaciones por concepto de las causales OBJETOS SOBRE RED - VEHICULOS, FALLA en POSTE, etc. El circuito El Caney ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (menor valor del índice CAIDI), lo cual resulta positivo (ver Tabla 100). El circuito El Caney ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (mayor valor del índice ASAI y menor valor del índice ASUI), lo cual resulta aceptable (ver Tabla 100).

El circuito El Caney ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía esperada no suministrada (valor de EENS), como se puede apreciar en la Tabla 101. El circuito El Caney ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (valor de ECOST), como se puede apreciar en la Tabla 101. El circuito El Caney ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía no suministrada por cliente (valor del índice AENS), lo cual resulta aceptable (ver Tabla 101). El circuito El Caney presenta el tercer mayor valor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). A mayor valor de la tasa de valoración de la energía interrumpida, mayor es la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios regulados es superior frente a la energía no suministrada a los usuarios no regulados. El circuito El Caney ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 94. El circuito El Caney ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice $U_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 94. El circuito El Caney ocupa el tercer mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), lo cual es positivo (ver Tabla 95). El circuito El Caney ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo referente con la frecuencia de las fallas por transformador (valor de $\lambda_{circuit}$ / transformadores), como se puede visualizar en la Tabla 95. El circuito El Caney ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo referente con la duración de las fallas por transformador (menor valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual es aceptable (ver Tabla 95). El circuito El Caney es un circuito urbano que presenta 7 barrios en la hoja FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a EL INGENIO. EL INGENIO presenta 957 fallas por año de las 2596 interrupciones por año que presenta el circuito El Caney. Con un total de 188 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 73 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito El Caney presenta un valor promedio para el índice $IEAR_i$ igual a 522,94 pesos colombianos / kWh. El circuito El Caney presenta un valor promedio para el índice $EENS_i$ igual a 167,46 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: El circuito El Caney presenta el cuarto mejor desempeño entre los doce circuitos bajo estudio. Para la UENE EMCALI EICE ESP es recomendable la realización de un estudio orientado, exclusivamente, hacia la determinación de las razones por las cuales se produce la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA. Un ejemplo lo podemos hallar en el circuito El Caney, el cual presenta un alto número de fallas asociadas a esta causa de interrupción.

## 4.12 CIRCUITO SAN ISIDRO

En las tablas 74, 75, 76, 77 y 78 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito San Isidro.

Tabla 74. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito San Isidro

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 15,91 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 19,32 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 1,21 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,77940623 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,220593772 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 57,25 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 25.747.521,09 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 4,99 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 449,74 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 75. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito San Isidro

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | SAN ISIDRO | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 03/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 17/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 212 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 4353 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 4353 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 2885 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 76. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito San Isidro

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 1,00 | 1,83 | 0,03 | 14.513,01 |
| 105 | 1,00 | 0,65 | 0,01 | 6.781,16 |
| 107 | 1,00 | 2,67 | 0,07 | 24.344,81 |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 6,00 | 12,03 | 0,29 | 149.686,04 |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 902 | 493,00 | 851,80 | 14,49 | 6.630.952,38 |
| 903 | 244,00 | 172,83 | 2,86 | 1.361.636,98 |
| 904 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 905 | 526,00 | 60,02 | 1,17 | 481.960,86 |
| 906 | 6,00 | 158,40 | 1,27 | 713.058,97 |
| 907 | 121,00 | 50,42 | 0,83 | 396.293,04 |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 1,00 | 2,43 | 0,09 | 69.934,66 |
| 916 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 918 | 178,00 | 99,70 | 1,72 | 784.736,76 |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 590,00 | 1872,64 | 33,84 | 14.848.224,45 |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1005 | 1,00 | 2,12 | 0,02 | 9.813,40 |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 123,00 | 2,05 | 0,03 | 16.341,34 |
| 1303 | 463,00 | 5,78 | 0,09 | 44.171,01 |
| 1501 | 121,00 | 2,02 | 0,03 | 15.851,72 |
| 1601 | 9,00 | 30,58 | 0,39 | 179.220,49 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 77. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito San Isidro

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 1934,00 | 614,00 | 310,00 | 19,00 | 8,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 624,01 | 940,88 | 1519,64 | 227,85 | 15,60 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 78. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito San Isidro

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 10,27 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 16,30 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 28,02 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 2,31 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,34 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 4.894.401,11 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 7.340.839,30 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 12.085.805,01 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 1.262.017,96 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 164.457,70 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 76, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito San Isidro es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito San Isidro es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito San Isidro es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito San Isidro es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. De la Tabla 77: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito San Isidro es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito San Isidro es PR (fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 78: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito San Isidro es PR (fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito San Isidro es PR.

El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice SAIFI), como se puede apreciar en la Tabla 100. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito San Isidro está por debajo de esta estadística presentando 526 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 76. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito San Isidro está por encima de esta estadística, presentando 590 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 76. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito San Isidro está por encima de esta estadística presentando 463 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 76. Aunque existen circuitos que presentan estadísticas más desfavorables con relación a las causales mencionadas con anterioridad, para el circuito San Isidro se recomienda: Una poda de los árboles más cercanos a la línea y un estudio de coordinación de aislamientos, a fin de determinar las medidas orientadas hacia la reducción del número de interrupciones por concepto de la causa DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA.

El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice SAIDI), como se puede apreciar en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. Para esta causa de interrupción, el circuito San Isidro presenta 1872,64 horas de falla de transformador por año. Después de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa de falla que presenta la mayor duración para el circuito San Isidro es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA. Esta causal presenta una duración anual igual a 851,80 horas de falla de transformador por año. Precisamente, la causal FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA presenta 493 fallas de transformador por año, ocupando el tercer lugar entre las causas de interrupción más frecuentes para el circuito San Isidro. El circuito San Isidro ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (mayor valor del índice CAIDI), lo cual resulta inaceptable (ver Tabla 100). El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (valor del índice ASAI y valor del índice ASUI), como se puede apreciar en la Tabla 100.

El circuito San Isidro ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía esperada no suministrada (mayor valor de EENS), lo cual resulta inaceptable (ver Tabla 101). El circuito San Isidro ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (mayor valor de ECOST), lo cual resulta inaceptable (ver Tabla 101). El circuito San Isidro ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía no suministrada por cliente (mayor valor del índice AENS), lo cual resulta inaceptable (ver Tabla 101).

El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). La tasa de valoración de la energía interrumpida es directamente proporcional a la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios no regulados es, aproximadamente, igual frente a la energía no suministrada a los usuarios regulados.

El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 94. El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (valor del índice $U_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 94. El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 95. El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo referente con la frecuencia de las fallas por transformador (valor de $\lambda_{circuit}$ / transformadores), como se puede apreciar en la Tabla 95. El circuito San Isidro ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo referente con la duración de las fallas por transformador (valor del cociente $U_{circuit}$ / transformadores), como se puede apreciar en la Tabla 95.

El circuito San Isidro es un circuito rural y urbano que presenta 22 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a CIUDAD CAPRI. CIUDAD CAPRI presenta 881 fallas por año de las 2885 interrupciones por año que presenta el circuito San Isidro. El segundo barrio que presenta mayor número de interrupciones en el circuito San Isidro corresponde a LAS QUINTAS DE DON SIMON con 477 fallas por año. El tercer barrio que presenta mayor número de interrupciones en el circuito San Isidro es ALFEREZ REAL con 421 fallas por año. Con un total de 212 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 54 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito San Isidro presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el nodo i, $IEAR_i$, igual a 498,75 pesos colombianos / kWh. El circuito San Isidro presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 270,05 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: El circuito San Isidro presenta el cuarto peor desempeño entre los doce circuitos bajo estudio. Para el circuito San Isidro se recomienda: Una poda de los árboles más cercanos a la línea y un estudio de coordinación de aislamientos, a fin de determinar las medidas orientadas hacia la reducción del número de interrupciones por concepto de la causa DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA.

## 4.13 CIRCUITO LA BOCHA

En las tablas 79, 80, 81, 82 y 83 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito La Bocha.

Tabla 79. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito La Bocha

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 12,73 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 26,56 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 2,09 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,69675594 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,303244058 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 85,18 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 48.747.896,16 | Pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 6,22 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 572,30 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 80. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito La Bocha

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | LA BOCHA | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 31/03/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 21/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 136 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 2485 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 2485 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 1704 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 81. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito La Bocha

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 81,00 | 74,55 | 1,76 | 1.064.471,79 |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 1,00 | 0,47 | 0,01 | 7.381,17 |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 803 | 136,00 | 88,40 | 2,08 | 1.163.262,12 |
| 902 | 575,00 | 930,13 | 24,93 | 14.036.921,04 |
| 903 | 236,00 | 226,17 | 5,76 | 3.264.010,04 |
| 904 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 905 | 226,00 | 984,13 | 22,69 | 13.166.026,18 |
| 906 | 3,00 | 8,57 | 0,06 | 45.363,01 |
| 907 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 71,00 | 586,52 | 14,13 | 8.167.175,70 |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 68,00 | 17,00 | 0,41 | 234.176,97 |
| 916 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 46,00 | 161,52 | 4,48 | 2.458.734,90 |
| 1005 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 150,00 | 379,07 | 7,65 | 4.455.062,09 |
| 1501 | 111,00 | 48,10 | 1,23 | 685.311,14 |
| 1601 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 82. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito La Bocha

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 985,00 | 646,00 | 1,00 | 72,00 | 0,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 975,33 | 2499,23 | 4,02 | 26,03 | 0,00 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 83. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito La Bocha

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 23,99 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 60,66 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 0,04 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0,48 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,00 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 13.374.778,39 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 35.064.421,09 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 21.775,52 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 286.921,15 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | - | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 81, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito La Bocha es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito La Bocha es FALLA DESCONOCIDA, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito La Bocha es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito La Bocha es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA. De la Tabla 82, sobre los indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito La Bocha es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito La Bocha es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 83: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito La Bocha es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito La Bocha es PL.

El circuito La Bocha ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice SAIFI), como se puede apreciar en la Tabla 100. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito La Bocha está por debajo de esta estadística presentando 226 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 81. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito La Bocha está por debajo de esta estadística, presentando 0 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 81. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito La Bocha está por debajo de esta estadística presentando 150 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 81. La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito La Bocha es FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA con un total de 575 fallas de transformador por año. Esta causa presenta una duración anual de interrupciones (valor de $U_{cause}$) igual a 930,13 horas de falla de transformador por año (ver Tabla 81). Prevenir una interrupción en el suministro de energía eléctrica por concepto de la causal FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA es una tarea muy difícil de lograr porque ningún ingeniero puede predecir el momento exacto en el cual va a fallar un determinado componente del sistema de distribución de energía eléctrica. En este sentido, en el circuito La Bocha, se recomienda aumentar el número de equipos de flexibilidad que permitan retroalimentar, a través de otro circuito conectado a la subestación Meléndez, una mayor cantidad de transformadores perjudicados por la interrupción ocasionada por la causal FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA. El circuito La Bocha ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice SAIDI), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 100). La causal que presenta la mayor duración anual de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito La Bocha es FALLA DESCONOCIDA con un total de 984,13 horas de falla de transformador por año. Las causales que presentan las mayores duraciones anuales de las interrupciones en segundo y tercer lugar, respectivamente, son FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA y FALLA en CORTACIRCUITO. FALLA en CORTACIRCUITO presenta una duración anual de las interrupciones igual a 586,52 horas de falla de transformador por año para 71 fallas de transformador por año. De esta manera y para el circuito La Bocha: La causal FALLA en CORTACIRCUITO presenta una duración por interrupción igual a 8,26 horas / falla. Este promedio está por encima del promedio para los doce circuitos bajo estudio (926,76 horas/409 fallas = 2,27 horas/falla). Más que realizar una recomendación al respecto para disminuir el valor del índice SAIDI para el circuito La Bocha, es mucho más interesante conocer la razón, por la cual, los funcionarios de mantenimiento de la UENE EMCALI EICE ESP se tomaron, en promedio, 8,26 horas por interrupción para reparar las fallas asociadas a la causal FALLA en CORTACIRCUITO. En consecuencia, el circuito La Bocha ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (mayor valor del índice CAIDI), lo cual resulta lamentable. El circuito La Bocha ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (menor valor del índice ASAI y mayor valor del índice ASUI), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 100).

El circuito La Bocha ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía esperada no suministrada (mayor valor de EENS), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 101). El circuito La Bocha ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (mayor valor de ECOST), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 101). El circuito La Bocha ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía no suministrada por cliente (mayor valor de AENS), lo cual resulta inaceptable (ver Tabla 101). El circuito La Bocha presenta el mayor valor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios no regulados es muy superior frente a la energía no suministrada a los usuarios regulados. El circuito La Bocha ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (valor del índice $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 94. El circuito La Bocha ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es inaceptable (ver Tabla 94). El circuito La Bocha ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (mayor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), como se puede apreciar en la Tabla 95. Entre los doce circuitos bajo estudio, esto significa que los usuarios del circuito La Bocha son los que experimentan la mayor demora en la reparación del daño por cada falla ocurrida, lo cual es muy lamentable. El circuito La Bocha ocupa el cuarto mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo referente con la frecuencia de las fallas por transformador (menor valor de $\lambda_{circuit}$ / transformadores), lo cual resulta aceptable (ver Tabla 95). El circuito La Bocha ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo referente con la duración de las fallas por transformador (mayor valor de $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual resulta lamentable (ver Tabla 95). El circuito La Bocha es un circuito rural y urbano que presenta 4 barrios en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Entre estos barrios, el sector que presenta el mayor número de fallas por año corresponde a SIN IDENTIFICAR. La mayoría de transformadores presentes en el sector SIN IDENTIFICAR alimentan cargas rurales. SIN IDENTIFICAR presenta 1334 fallas por año de las 1704 interrupciones por año que presenta el circuito La Bocha. Con un total de 136 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 101 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito La Bocha presenta un valor promedio para el índice $IEAR_i$ igual a 562,38 pesos colombianos / kWh. El circuito La Bocha presenta un valor promedio para el índice $EENS_i$ igual a 626,32 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: En cuanto a la duración promedio por cada reparación, el circuito La Bocha es el peor atendido entre los doce circuitos bajo estudio. En este sentido, se invita al Departamento de Mantenimiento de la UENE EMCALI EICE ESP para que preste un servicio más agil a este circuito, reduciendo el tiempo de reparación por falla.

## 4.14 CIRCUITO TROCADERO

En las tablas 84, 85, 86, 87 y 88 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Trocadero.

Tabla 84. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Trocadero

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | 48,87 | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | 58,57 | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | 1,20 | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | 99,33140421 | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | 0,668595791 | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 2,00 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 752.625,59 | pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | 11,16 | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | 376,71 | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 85. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Trocadero

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | TROCADERO | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 23/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 24/03/2015 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 5 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 223 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 223 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 223 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 86. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Trocadero

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 102 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 103 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 105 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 107 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 201 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 301 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 402 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 801 | 4,00 | 0,27 | 0,00 | 862,78 |
| 803 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 902 | 4,00 | 3,13 | 0,03 | 10.137,65 |
| 903 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 904 | 5,00 | 39,75 | 0,27 | 103.123,84 |
| 905 | 103,00 | 23,38 | 0,16 | 61.176,52 |
| 906 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 907 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 912 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 913 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 914 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 915 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 916 | 9,00 | 20,90 | 0,14 | 53.969,95 |
| 918 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 921 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 924 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1001 | 28,00 | 124,83 | 0,89 | 336.678,63 |
| 1002 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1003 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1004 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1005 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1006 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1302 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1303 | 70,00 | 60,79 | 0,49 | 186.676,22 |
| 1501 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| 1601 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 87. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Trocadero

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 154,00 | 46,00 | 23,00 | 0,00 | 0,00 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 49,58 | 113,47 | 110,00 | 0,00 | 0,00 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 88. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Trocadero

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 0,38 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 0,82 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 0,79 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0,00 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0,00 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 144.448,61 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 309.980,62 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 298.196,36 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | - | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | - | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 86, sobre los resultados relevantes obtenidos en la hoja de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT: La causa más frecuente de falla (valor máximo de $\lambda_{cause}$) para el circuito Trocadero es FALLA DESCONOCIDA, la causal que presenta la mayor duración de las interrupciones (valor máximo de $U_{cause}$) para el circuito Trocadero es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa que presenta la mayor energía esperada no suministrada (valor máximo de $EENS_{cause}$) para el circuito Trocadero es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y la causal que presenta el mayor costo esperado de interrupción (valor máximo de $ECOST_{cause}$) para el circuito Trocadero es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. De la Tabla 87: El elemento j que presenta el mayor número de fallas para el circuito Trocadero es A (fallas activas) y el elemento j que presenta la mayor duración de las interrupciones para el circuito Trocadero es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 88: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para el circuito Trocadero es PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para el circuito Trocadero es PL.

El circuito Trocadero ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice SAIFI), lo cual es muy lamentable (ver Tabla 100). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 1027 fallas de transformador por año por concepto de la causal FALLA DESCONOCIDA. El circuito Trocadero está por debajo de esta estadística presentando 103 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 86. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 351 fallas de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Trocadero está por debajo de esta estadística, presentando 28 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 86. En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 328 fallas de transformador por año por concepto de la causal DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. El circuito Trocadero está por debajo de esta estadística presentando 70 fallas de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 86. Aunque el circuito Trocadero presenta un bajo número de fallas comparado con los demás circuitos bajo estudio, este número de fallas es proporcionalmente alto cuando se compara con el reducido número de transformadores atendidos. Esta es la razón, por la cual, el circuito Trocadero presenta el máximo valor para el índice SAIFI, como se puede apreciar en la Tabla 100. El valor del índice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) para el circuito Trocadero es igual a 48,87 fallas de usuarios / (cliente año).

El circuito Trocadero ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice SAIDI), como se aprecia en la Tabla 100. La causa que presenta la mayor duración para los doce circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001). En promedio, cada circuito bajo estudio presenta 953,7 horas de falla de transformador por año por concepto de la causal OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION. El circuito Trocadero está por debajo de esta estadística, presentando 124,83 horas de falla de transformador por año, como se puede apreciar en la Tabla 86. Aunque el circuito Trocadero presenta un bajo número de horas de falla comparado con los demás circuitos bajo estudio, este número de horas de falla es proporcionalmente alto cuando se compara con el reducido número de transformadores atendidos. Esta es la razón, por la cual, el circuito Trocadero presenta el máximo valor para el índice SAIDI. El valor de este índice es igual a 58,57 horas de interrupción a los usuarios / (cliente año). El circuito Trocadero ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios (menor valor del índice ASAI y mayor valor del índice ASUI), lo cual es muy lamentable (ver Tabla 100). Aunque el circuito Trocadero presente valores positivos en otros índices de confiabilidad, que se anexan a continuación, los resultados obtenidos para los tres indicadores previamente analizados permiten señalar, sin temor a equivocación, que Trocadero es el circuito que presenta el peor desempeño entre los doce circuitos bajo estudio. El circuito Trocadero ocupa un lugar intermedio, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la duración de interrupción de usuario por cada cliente (valor del índice CAIDI), como se puede apreciar en la Tabla 100. El circuito Trocadero ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor energía esperada no suministrada (menor valor de EENS), lo cual resulta muy positivo (ver Tabla 101).

El circuito Trocadero ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la menor tasa de valoración de la energía interrumpida (menor valor de ECOST), lo cual resulta muy positivo (ver Tabla 101). El circuito Trocadero ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor energía no suministrada por cliente (mayor valor del índice AENS), lo cual resulta muy lamentable (ver Tabla 101). El circuito Trocadero presenta el tercer menor valor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR (ver Tabla 101). A menor valor de la tasa de valoración de la energía interrumpida, menor es la magnitud del costo unitario equivalente de los clientes a los cuales se les interrumpe el suministro de energía eléctrica. En el contexto del mercado eléctrico colombiano, esto significa que la energía no suministrada a los usuarios no regulados es superior frente a la energía no suministrada a los usuarios regulados. El circuito Trocadero ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice $\lambda_{circuit}$), lo cual es muy positivo (ver Tabla 94). El circuito Trocadero ocupa el mejor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice $U_{circuit}$), lo cual es muy positivo (ver Tabla 94). El circuito Trocadero ocupa el cuarto peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla (mayor valor del cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$), lo cual es inaceptable (ver Tabla 95). El circuito Trocadero ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas por transformador (mayor valor de $\lambda_{circuit}$ / transformadores), lo cual es muy lamentable (ver Tabla 95). El circuito Trocadero ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas por transformador (mayor valor de $U_{circuit}$ / transformadores), lo cual es muy lamentable (ver Tabla 95).

El circuito Trocadero es un circuito urbano y rural que presenta 1 barrio en la hoja de cálculo FAILURES-PER-NEIGHBORHOOD del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. Este barrio corresponde a SIN IDENTIFICAR. La mayoría de los transformadores, que se presentan con este barrio, pertenecen al sector rural. Con un total de 5 transformadores detectados, este circuito presenta un promedio de 36 usuarios por transformador, como se puede establecer de la hoja de cálculo INITIAL-CALCULATIONS del archivo RELIABILITY-INDEXES.xls. El circuito Trocadero presenta un valor promedio, para la tasa de valoración de la energía interrumpida en el punto de carga i, $IEAR_i$, igual a 333,82 pesos colombianos / kWh. El circuito Trocadero presenta un valor promedio, para la energía esperada no suministrada en el punto de carga i, $EENS_i$, igual a 399,57 kWh / año, como se puede calcular de la hoja de cálculo relacionada con anterioridad.

En conclusión: El circuito Trocadero presenta el peor desempeño entre los circuitos bajo estudio. Por concepto del valor obtenido para el índice SAIDI para este circuito, lo más recomendable es aumentar el número de cuadrillas de mantenimiento que son asignadas a 34,5 kV para disminuir el tiempo de restauración del servicio de energía eléctrica en caso de falla.

## 4.15 CIRCUITO CARBONERO

En las tablas 89, 90, 91, 92 y 93 se pueden apreciar los resultados obtenidos para el diagnóstico de la confiabilidad del circuito Carbonero.

Tabla 89. Resultados obtenidos para los índices de confiabilidad seleccionados para el circuito Carbonero

| | | |
|---|---|---|
| ***SAIFI*** ***System Average Interruption Frecuency Index*** | no aplica | fallas de usuarios / (cliente x año) |
| ***SAIDI*** ***System Average Interruption Duration Index*** | no aplica | horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) |
| ***CAIDI*** ***Customer Average Interruption Duration Index*** | no aplica | horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios |
| ***ASAI*** ***Average Service Availability Index*** | no aplica | % |
| ***ASUI*** ***Average Service Unavailability Index*** | no aplica | % |
| ***EENS*** ***Expected Energy Not Supplied Index*** | 0 | MWh / año |
| ***ECOST*** ***Expected Interruption Cost Index*** | 0 | pesos colombianos / año |
| ***AENS*** ***Average Energy Not Supplied Index*** | no aplica | kWh / (cliente x año) |
| ***IEAR*** ***System Interrupted Energy Assessment Rate Index*** | no aplica | pesos colombianos / kWh |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 90. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carbonero

| | | |
|---|---|---|
| **Energy distribution circuit** | CARBONERO | |
| **Period under analysis** | 1 | years |
| **Start date** | 02/04/2014 | dd/mm/yy |
| **Final date** | 19/11/2014 | dd/mm/yy |
| **Number of nodes with associated load** | 0 | nodes |
| **Total number of analized failure records** | 0 | failures |
| **Failure records number of the circuit under analysis** | 0 | failures |
| **Number of valid failure records of the circuit under analysis** | 0 | failures |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 91. Resultados relevantes obtenidos en la hoja CAUSES-GENERAL-REPORT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carbonero

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 103 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 105 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 107 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 201 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 301 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 302 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 402 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 801 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 803 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 902 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 903 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 904 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 905 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 906 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 907 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 912 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 913 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 914 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 915 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 916 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 918 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 921 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 924 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1001 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1002 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1003 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1004 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1005 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1006 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1302 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1303 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1501 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1601 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 92. Indicadores de confiabilidad para el cálculo de la frecuencia y la duración de las fallas asociadas al elemento j para el circuito Carbonero

| $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $\sum U_A$ (horas/año) | $\sum U_{PL}$ (horas/año) | $\sum U_{PR}$ (horas/año) | $\sum U_{PT}$ (horas/año) | $\sum U_{PS}$ (horas/año) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 93. Resultados obtenidos en la hoja de cálculo EENS-ECOST-PER-ELEMENT del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls para el circuito Carbonero

| ELEMENT j | RELIABILITY INDEX FOR ELEMENT j | CALCULATED VALUE | UNITS |
|---|---|---|---|
| A | $EENS_A$ | 0 | MWh / year |
| PL | $EENS_{PL}$ | 0 | MWh / year |
| PR | $EENS_{PR}$ | 0 | MWh / year |
| PT | $EENS_{PT}$ | 0 | MWh / year |
| PS | $EENS_{PS}$ | 0 | MWh / year |
| A | $ECOST_A$ | 0 | currency / year |
| PL | $ECOST_{PL}$ | 0 | currency / year |
| PR | $ECOST_{PR}$ | 0 | currency / year |
| PT | $ECOST_{PT}$ | 0 | currency / year |
| PS | $ECOST_{PS}$ | 0 | currency / year |

Fuente: Elaboración propia

Al día de hoy el circuito Carbonero ya no existe. Este último comentario no explica y tampoco justifica los resultados inconsistentes previamente mostrados para este circuito, entre otras cosas, porque el circuito Carbonero, efectivamente, presentó fallas para el periodo de tiempo bajo estudio comprendido entre el 26 de marzo del 2014 y el 25 de marzo del 2015 de acuerdo al archivo eventos sub Meléndez (2009-2015).xlsx. Los resultados que se presentan con anterioridad para este circuito serán objeto de aclaración en el numeral CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES del capítulo 5 del presente trabajo.

# 5. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y DIAGNÓSTICO COMPARATIVO DE LA CONFIABILIDAD

## 5.1 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS PRELIMINARES OBTENIDOS PARA LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO

Tabla 94. Resultados preliminares escogidos para los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | NÚMERO DE NODOS PRIMARIOS CON CARGA ASOCIADA | $\lambda_{circuit}$ (fallas/año) | $U_{circuit}$ (horas/año) |
|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 178 | 1103,00 | 841,12 |
| Nápoles | 167 | 3643,00 | 7467,22 |
| El Campo | 296 | 5070,00 | 2500,51 |
| Univalle | 204 | 3417,00 | 4805,56 |
| Limonar | 352 | 8044,00 | 6891,33 |
| Ciudad Córdoba | 74 | 870,00 | 971,83 |
| Simón Bolívar | 161 | 2689,00 | 2231,76 |
| Vallado | 169 | 1299,00 | 498,67 |
| El Caney | 188 | 2596,00 | 1965,39 |
| San Isidro | 212 | 2885,00 | 3327,97 |
| La Bocha | 136 | 1704,00 | 3504,62 |
| Trocadero | 5 | 223,00 | 273,05 |
| Carbonero | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 95. Cocientes notables para la comparación de los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | $U_{circuit} / \lambda_{circuit}$ (horas/falla) | $(\Delta t\ \lambda_{circuit})$ / nodos (fallas/nodo) | $(\Delta t\ U_{circuit})$ / nodos (horas/nodo) |
|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 0,76 | 6,20 | 4,73 |
| Nápoles | 2,05 | 21,81 | 44,71 |
| El Campo | 0,49 | 17,13 | 8,45 |
| Univalle | 1,41 | 16,75 | 23,56 |
| Limonar | 0,86 | 22,85 | 19,58 |
| Ciudad Córdoba | 1,12 | 11,76 | 13,13 |
| Simón Bolívar | 0,83 | 16,70 | 13,86 |
| Vallado | 0,38 | 7,69 | 2,95 |
| El Caney | 0,76 | 13,81 | 10,45 |
| San Isidro | 1,15 | 13,61 | 15,70 |
| La Bocha | 2,06 | 12,53 | 25,77 |
| Trocadero | 1,22 | 44,60 | 54,61 |
| Carbonero | no aplica | no aplica | no aplica |

Fuente: Elaboración propia

Si bien SAIFI y $\lambda_{circuit}$ presentan las mismas dimensiones, dadas en [fallas / año], el índice SAIFI mide la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas, mientras que la tasa promedio de fallas del circuito bajo estudio, $\lambda_{circuit}$, mide la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas. Si bien SAIDI y $U_{circuit}$ presentan las mismas dimensiones, dadas en [horas / año], el índice SAIDI mide la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas, mientras que la duración anual de las interrupciones del circuito bajo estudio, $U_{circuit}$, mide la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración de las fallas. Si bien CAIDI y el cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$ presentan las mismas dimensiones, dadas en [horas / falla], el índice CAIDI mide la calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración por falla, mientras que el cociente $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$ mide la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la duración por falla. De la Tabla 94: El circuito que presenta el mayor número de nodos primarios con transformador asociado es el circuito Limonar, el circuito que presenta el mayor número de fallas de transformador por año es el circuito Limonar y el circuito que presenta la mayor duración del conjunto de fallas de transformadores por año es el circuito Nápoles. De la Tabla 95: La variable Δt hace referencia al periodo de tiempo en años para el cual se realiza el diagnóstico de la confiabilidad. De esta misma tabla: El circuito que presenta la mayor duración promedio por falla es el circuito La Bocha, el circuito que presenta el mayor número de fallas por nodo primario tipo transformador es el circuito Trocadero y el circuito que presenta la mayor duración de fallas por nodo primario tipo transformador es el circuito Trocadero.

Los circuitos bajo estudio alimentan cargas urbanas y rurales. Los circuitos que solo alimentan cargas urbanas son: Carrera 70, El Campo, Limonar, Simón Bolívar, Vallado y El Caney. Los circuitos que alimentan cargas urbanas y rurales son: Nápoles, Univalle, Ciudad Córdoba, San Isidro, La Bocha y Trocadero. De acuerdo a la columna de la Tabla 95, $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$, se obtiene que el promedio de las duraciones anuales por falla de transformador para los circuitos, que solo alimentan cargas urbanas, es igual a 0,68 horas / falla. Para estos datos se obtiene una desviación standard igual a 0,196875595 horas / falla. De acuerdo a la columna $U_{circuit}$ / $\lambda_{circuit}$, se obtiene que el promedio de las duraciones anuales por falla de transformador para los circuitos, que alimentan cargas urbanas y rurales, es igual a 1,501666667 horas / falla. Para estos datos se obtiene una desviación standard igual a 0,440336992 horas / falla. De esta manera, se concluye que: En promedio, la duración anual por falla de transformador para un circuito que solo alimenta cargas urbanas es menor frente a la duración anual por falla de transformador para un circuito que alimenta cargas urbanas y rurales. Este resultado es lógico, si se tiene en cuenta que la duración que toma la reparación de una falla en el sector rural, en términos generales, es superior frente a la duración que toma la reparación de una falla en el sector urbano por concepto de la distancia a ser recorrida por la respectiva cuadrilla de mantenimiento. Esto no significa que la UENE EMCALI EICE ESP pueda pasar por alto la estadística desfavorable que se presenta para el sector rural de la ciudad de Santiago de Cali. Esto es así, porque el solo hecho de pasar de un promedio de 0,68 horas / falla a 1,501666667 horas / falla tiene consecuencias muy desfavorables sobre indicadores de confiabilidad como SAIDI, CAIDI, etc.

En este sentido, en el circuito Nápoles, por ejemplo, se recomendó aumentar el número y la cercanía de las cuadrillas de mantenimiento para agilizar el reestablecimiento del servicio, especialmente, en el sector rural. Aunque esta medida podría hacerse extensiva sobre el resto de los circuitos que alimentan cargas rurales en la ciudad de Santiago de Cali, la recomendación concreta para la UENE EMCALI EICE ESP tiene que ver con la realización de un estudio interno, realizado por el Departamento de Mantenimiento de este operador de red, orientado a determinar la factibilidad financiera de aumentar el número y la cercanía de las cuadrillas de mantenimiento para agilizar el reestablecimiento del servicio en el sector rural asociado al SDL de este operador de red. Este estudio solo puede ser desarrollado por el Departamento de Mantenimiento de la UENE EMCALI EICE ESP, dada la experiencia y el conocimiento de este grupo de trabajo en lo relacionado con la determinación de las horas-hombre y los equipos requeridos para reestablecer el servicio en el SDL con referencia a todas y cada una de las causales de falla que aparecen en la Tabla 28.

De acuerdo a la columna de la Tabla 95, $\Delta t\ \lambda_{circuit}$ / nodos, se obtiene que: El promedio de las frecuencias de fallas por transformador para los circuitos, que solo alimentan cargas urbanas, es igual a 14,06333333 fallas / nodo y el promedio de las frecuencias de fallas por transformador para los circuitos, que alimentan cargas urbanas y rurales, es igual a 20,17666667 fallas / nodo. De acuerdo a estos resultados, se puede establecer que: En promedio, la frecuencia de fallas por transformador para un circuito, que solo alimenta cargas urbanas, es menor frente a la frecuencia de fallas por transformador para un circuito que alimenta cargas urbanas y rurales. Esto significa que la calidad del suministro de energía eléctrica, que se presta en el sector urbano, es superior frente a la calidad del suministro de energía eléctrica que se presta en el sector rural. Esto es lógico, si se tiene en cuenta la gran influencia, sobre el sector rural, que tienen las causales: FALLA DESCONOCIDA, OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA. Lo anterior indica que es recomendable, para el sector rural que hace parte del SDL de la UENE EMCALI EICE ESP: Aumentar la frecuencia de la poda de los árboles cercanos a la línea y realizar estudios de coordinación de aislamientos.

Una conclusión relacionada con la tasa promedio de fallas del circuito bajo estudio, $\lambda_{circuit}$, tiene que ver con la relación existente entre este índice de confiabilidad y el número de transformadores asociados al circuito bajo estudio. Como es apenas normal, a mayor número de transformadores por circuito, se espera una mayor frecuencia de fallas por año para el circuito bajo análisis. Esta es la razón, por la cual, el circuito con mayor número de fallas por año (mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$) es el mismo que presenta el mayor número de transformadores por año, como se verifica al revisar los datos asociados al circuito Limonar en la Tabla 94. Paralelamente, el circuito con menor número de fallas por año (menor valor del índice $\lambda_{circuit}$) es el mismo que presenta el menor número de transformadores por año, como se verifica al revisar los datos asociados al circuito Trocadero en la Tabla 94.

Teniendo en cuenta las dimensiones del indicador $\Delta t\ U_{circuit}$ / nodos, de la Tabla 95, dadas en [horas de falla / nodo] o [horas de reparación / transformador], se encuentra que este índice representa una guía excelente para determinar y clasificar la calidad de la gestión realizada por el Departamento de Operación de la UENE EMCALI EICE ESP sobre cada circuito bajo estudio.

De esta manera, a mayor valor obtenido para el indicador $\Delta t\ U_{circuit}$ / nodos, menor será la calidad del servicio prestado por el Departamento de Operación de la UENE EMCALI EICE ESP. Análogamente, a menor valor obtenido para el indicador $\Delta t\ U_{circuit}$ / nodos, mayor será la calidad del servicio prestado por el Departamento de Operación de la UENE EMCALI EICE ESP. Tres ejemplos relacionados con este indicador, para el presente trabajo, son los siguientes:

De acuerdo al capítulo 4 del presente trabajo: El circuito Trocadero presenta el peor desempeño entre los circuitos bajo estudio. Esta calificación puede ser, fácilmente, confirmada al verificar que el circuito Trocadero presenta el máximo valor para el índice $\Delta t\ U_{circuit}$ / nodos en la Tabla 95. Este valor es igual a 54,61 horas de falla / nodo.

De acuerdo al capítulo 4 del presente trabajo: El circuito Nápoles presenta el segundo peor desempeño entre los circuitos bajo estudio. Esta calificación puede ser, fácilmente, confirmada al verificar que el circuito Nápoles presenta el segundo mayor valor para el índice $\Delta t\ U_{circuit}$ / nodos en la Tabla 95. Este valor es igual a 44,71 horas de falla / nodo.

De acuerdo al capítulo 4 del presente trabajo: El circuito Vallado presenta el mejor desempeño entre los doce circuitos bajo estudio. Esta calificación puede ser, fácilmente, confirmada al verificar que el circuito Vallado presenta el mínimo valor para el índice $\Delta t\ U_{circuit}$ / nodos en la Tabla 95. Este valor es igual a 2,95 horas de falla / nodo.

## 5.2 COMPARACIÓN DE LAS SUMATORIAS DE LAS TASAS PROMEDIO DE FALLAS DEL ELEMENTO j Y LAS SUMATORIAS DE LAS DURACIONES ANUALES DE LAS INTERRUPCIONES DEL ELEMENTO j

De la Tabla 96: El circuito que presenta la mayor tasa de fallas activas es El Campo (mayor $\Sigma\ \lambda_A$); el circuito que presenta la mayor tasa de fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, es Limonar (mayor $\Sigma\ \lambda_{PL}$); el circuito que presenta la mayor tasa de fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, es Limonar (mayor $\Sigma\ \lambda_{PR}$); el circuito que presenta la mayor tasa de fallas pasivas en el equipo de transformación es La Bocha (mayor $\Sigma\ \lambda_{PT}$) y el circuito que presenta la mayor tasa de fallas pasivas en la red secundaria es Limonar (mayor $\Sigma\ \lambda_{PS}$).

De la Tabla 97: El circuito que presenta la mayor duración anual de las interrupciones activas es Simón Bolívar (mayor $\Sigma\ U_A$); el circuito que presenta la mayor duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, es Nápoles (mayor $\Sigma\ U_{PL}$); el circuito que presenta la mayor duración anual de las interrupciones pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores, es Limonar (mayor $\Sigma\ U_{PR}$); el circuito que presenta la mayor duración anual de las interrupciones pasivas en el equipo de transformación es San Isidro (mayor $\Sigma\ U_{PT}$) y el circuito que presenta la mayor duración anual de las interrupciones pasivas en la red secundaria es Nápoles (mayor $\Sigma\ U_{PS}$).

Tabla 96. Sumatorias de las tasas promedio de fallas del elemento j para los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | $\sum \lambda_A$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PL}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PR}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PT}$ (fallas/año) | $\sum \lambda_{PS}$ (fallas/año) |
|---|---|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 879,00 | 196,00 | 20,00 | 7,00 | 1,00 |
| Nápoles | 1772,00 | 1175,00 | 619,00 | 30,00 | 47,00 |
| El Campo | 4218,00 | 447,00 | 386,00 | 18,00 | 1,00 |
| Univalle | 2375,00 | 831,00 | 189,00 | 19,00 | 3,00 |
| Limonar | 2034,00 | 4729,00 | 1068,00 | 31,00 | 182,00 |
| Ciudad Córdoba | 776,00 | 27,00 | 39,00 | 27,00 | 1,00 |
| Simón Bolívar | 2039,00 | 380,00 | 250,00 | 13,00 | 7,00 |
| Vallado | 1180,00 | 84,00 | 26,00 | 3,00 | 6,00 |
| El Caney | 2185,00 | 203,00 | 177,00 | 26,00 | 5,00 |
| San Isidro | 1934,00 | 614,00 | 310,00 | 19,00 | 8,00 |
| La Bocha | 985,00 | 646,00 | 1,00 | 72,00 | 0,00 |
| Trocadero | 154,00 | 46,00 | 23,00 | 0,00 | 0,00 |
| Carbonero | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 20531,0 | 9378,0 | 3108,0 | 265,0 | 261,0 |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 96: El elemento j que presenta la mayor frecuencia de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento A (fallas activas) y el elemento j que presenta la menor frecuencia de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria).

De la Tabla 97: El elemento j que presenta la mayor duración de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y el elemento j que presenta la menor duración de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria).

De acuerdo al capítulo 1 del presente trabajo: La tasa promedio de fallas activas en el punto de carga i, $\lambda_A$, mide la cantidad anual de fallas ocasionadas por la operación del dispositivo de protección primaria en la subestación. Al operar el dispositivo de protección primaria se afectan todos los elementos y todas las cargas pertenecientes al sistema de potencia bajo estudio. De esta manera, entre todos los elementos j considerados en el presente trabajo, el elemento A es el que requiere mayor atención por parte de la UENE EMCALI EICE ESP. Por este concepto, es recomendable que la UENE EMCALI EICE ESP preste especial atención a los circuitos El Campo y Simón Bolívar. De acuerdo a las tablas 96 y 97: El Campo es el circuito que presenta la mayor tasa de fallas activas y Simón Bolívar es el circuito que presenta la mayor duración anual de las interrupciones activas.

Tabla 97. Sumatorias de las duraciones anuales de las interrupciones del elemento j para los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | $\Sigma U_A$ (horas/año) | $\Sigma U_{PL}$ (horas/año) | $\Sigma U_{PR}$ (horas/año) | $\Sigma U_{PT}$ (horas/año) | $\Sigma U_{PS}$ (horas/año) |
|---|---|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 316,75 | 396,88 | 98,23 | 24,20 | 5,05 |
| Nápoles | 972,98 | 3882,77 | 2286,80 | 153,23 | 171,43 |
| El Campo | 787,93 | 632,33 | 994,18 | 83,13 | 2,93 |
| Univalle | 639,67 | 3314,39 | 633,10 | 213,25 | 5,15 |
| Limonar | 233,20 | 3477,62 | 3048,23 | 119,08 | 13,19 |
| Ciudad Córdoba | 672,07 | 141,07 | 125,77 | 32,22 | 0,72 |
| Simón Bolívar | 1138,60 | 220,69 | 801,01 | 52,05 | 19,40 |
| Vallado | 290,05 | 174,13 | 23,20 | 2,87 | 8,42 |
| El Caney | 885,13 | 179,30 | 823,15 | 74,88 | 2,92 |
| San Isidro | 624,01 | 940,88 | 1519,64 | 227,85 | 15,60 |
| La Bocha | 975,33 | 2499,23 | 4,02 | 26,03 | 0,00 |
| Trocadero | 49,58 | 113,47 | 110,00 | 0,00 | 0,00 |
| Carbonero | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 7585,30 | 15972,76 | 10467,33 | 1008,79 | 244,81 |

Fuente: Elaboración propia

En el capítulo 4 del presente trabajo, para el circuito El Campo se recomendó: La realización de un estudio orientado, exclusivamente, hacia la determinación de las razones por las cuales se produce la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA. Un ejemplo lo podemos hallar en el circuito El Campo, el cual presenta un número alarmante de fallas asociadas a esta causa de interrupción. Al revisar los registros de falla asociados al circuito El Campo (al igual que para los demás circuitos bajo estudio) se encuentra que la mayoría de las interrupciones asociadas a la causal FALLA DESCONOCIDA corresponden a fallas activas, lo cual representa una razón adicional para la realización del estudio técnico previamente relacionado, porque al atacar la causal FALLA DESCONOCIDA se ataca, directamente, las fallas activas, las cuales interrumpen el suministro de energía eléctrica, al mismo tiempo, a todos los usuarios que están conectados a un determinado circuito.

Revisando la hoja de cálculo Failures del archivo circuit.xls del circuito Simón Bolivar, se encuentran varias causas de falla que han ocasionado la operación del dispositivo de protección primaria en la subestación, como: FALLA DESCONOCIDA, FALLA en CORTACIRCUITO, DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA, FALLA DE ALIMENTACION, ERROR DE PERSONAL - CONTRATISTA PARTICULAR, OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, etc. Teniendo en cuenta que son numerosas las causales de interrupción que producen fallas activas en el circuito Simón Bolivar, se recomienda revisar la topología de este circuito e incluir más equipos de flexibilidad, a fin de prevenir que cualquier causal de interrupción ocasione fallas activas sobre el circuito Simón Bolívar.

De la tablas 96 y 97 se pueden extraer las duraciones promedio por falla para cada uno de los elementos j en consideración. Para el elemento A (fallas activas): La duración promedio por falla es igual a 0,37 horas / falla. Para el elemento PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores): La duración promedio por falla es igual a 1,7 horas / falla. Para el elemento PR (fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores): La duración promedio por falla es igual a 3,37 horas / falla. Para el elemento PT (fallas pasivas en el equipo de transformación): La duración promedio por falla es igual a 3,81 horas / falla. Para el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria): La duración promedio por falla es igual a 0,94 horas / falla. Afortunadamente, la duración promedio por falla para las fallas activas presenta el valor mínimo, equivalente a 22 minutos. El valor más alto corresponde a la duración promedio por falla para las fallas pasivas en el equipo de transformación (transformador, pararrayos y cortacircuitos primario), el cual es igual a 3 horas con 48 minutos, aproximadamente.

Dos datos muy importantes a tener en cuenta son: El elemento j que presenta la menor frecuencia de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria) y el elemento j que presenta la menor duración de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria). Teniendo en cuenta que en la red secundaria se utilizan conductores con aislamiento, esta es una razón poderosa para considerar el futuro reemplazo del conductor primario desnudo por cable recubierto con aislamiento. En este caso, se estaría hablando del cable ecológico. Esta alternativa de mejoramiento de la confiabilidad será comentada con mayor detalle en el numeral correspondiente a CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.

## 5.3 COMPARACIÓN DE LAS ENERGÍAS ESPERADAS NO SUMINISTRADAS ASOCIADAS AL ELEMENTO j MÁS LOS COSTOS ESPERADOS DE INTERRUPCIÓN ASOCIADOS AL ELEMENTO j

De la Tabla 98: El elemento j que presenta la mayor energía esperada no suministrada para los circuitos conectados a la subestación Meléndez es el elemento PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 99: El elemento j que presenta el mayor costo esperado de interrupción para los circuitos conectados a la subestación Meléndez es el elemento PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores). De la Tabla 98: El circuito que presenta la mayor energía esperada no suministrada asociada a las fallas activas (mayor $EENS_A$) es La Bocha; el circuito que presenta la mayor energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores (mayor $EENS_{PL}$), es Nápoles; el circuito que presenta la mayor energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores (mayor $EENS_{PR}$), es Limonar; el circuito que presenta la mayor energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en el equipo de transformación (mayor $EENS_{PT}$) es Nápoles y el circuito que presenta la mayor energía esperada no suministrada asociada a las fallas pasivas en la red secundaria (mayor $EENS_{PS}$) es Nápoles.

Tabla 98. Energías esperadas no suministradas asociadas al elemento j para los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | $EENS_A$ (MWh/año) | $EENS_{PL}$ (MWh/año) | $EENS_{PR}$ (MWh/año) | $EENS_{PT}$ (MWh/año) | $EENS_{PS}$ (MWh/año) |
|---|---|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 6,12 | 9,31 | 2,62 | 1,03 | 0,07 |
| Nápoles | 17,89 | 83,03 | 42,92 | 3,87 | 4,98 |
| El Campo | 9,26 | 7,62 | 8,37 | 1,05 | 0,03 |
| Univalle | 11,75 | 34,30 | 2,19 | 0,82 | 0,10 |
| Limonar | 3,89 | 52,42 | 47,28 | 1,64 | 0,40 |
| Ciudad Córdoba | 13,14 | 3,11 | 2,55 | 0,65 | 0,02 |
| Simón Bolívar | 19,55 | 3,66 | 12,84 | 0,85 | 0,33 |
| Vallado | 6,46 | 4,11 | 0,41 | 0,06 | 0,27 |
| El Caney | 16,06 | 2,65 | 11,48 | 1,24 | 0,04 |
| San Isidro | 10,27 | 16,30 | 28,02 | 2,31 | 0,34 |
| La Bocha | 23,99 | 60,66 | 0,04 | 0,48 | 0,00 |
| Trocadero | 0,38 | 0,82 | 0,79 | 0,00 | 0,00 |
| Carbonero | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 138,76 | 277,99 | 159,51 | 14,00 | 6,58 |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 99: El circuito que presenta el mayor costo esperado de interrupción asociado a las fallas activas (mayor $ECOST_A$) es La Bocha; el circuito que presenta el mayor costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores (mayor $ECOST_{PL}$), es La Bocha; el circuito que presenta el mayor costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores (mayor $ECOST_{PR}$), es Limonar; el circuito que presenta el mayor costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en el equipo de transformación (mayor $ECOST_{PT}$) es San Isidro y el circuito que presenta el mayor costo esperado de interrupción asociado a las fallas pasivas en la red secundaria (mayor $ECOST_{PS}$) es Nápoles. Al comparar las tablas 97, 98 y 99 se pueden hallar dos tendencias básicas. La primera tendencia tiene que ver con la relación existente entre la energía esperada no suministrada asociada al elemento j y la duración anual de las interrupciones del elemento j. De esta manera, se puede afirmar que: En la mayoría de los casos, la energía esperada no suministrada asociada al elemento j es directamente proporcional a la duración anual de las interrupciones del elemento j. Realizando una clasificación de mayor a menor de las duraciones anuales de las interrupciones del elemento j, se encuentra que: El primer lugar es ocupado por el elemento PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores), el segundo lugar es ocupado por el elemento PR (fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores), el tercer lugar es ocupado por el elemento A (fallas activas), el cuarto lugar es ocupado por el elemento PT (fallas pasivas en el equipo de transformación) y el quinto lugar es ocupado por el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria).

Tabla 99. Costos esperados de interrupción asociados al elemento j para los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | $ECOST_A$ ($/año) | $ECOST_{PL}$ ($/año) | $ECOST_{PR}$ ($/año) | $ECOST_{PT}$ ($/año) | $ECOST_{PS}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 3.046.500,90 | 4.499.473,50 | 1.280.801,67 | 580.292,79 | 28.241,25 |
| Nápoles | 6.625.056,40 | 27.924.008,46 | 14.048.887,42 | 949.884,10 | 1.538.948,96 |
| El Campo | 4.849.148,94 | 3.335.636,29 | 4.564.475,67 | 561.155,00 | 11.874,50 |
| Univalle | 1.837.999,66 | 18.528.190,75 | 969.744,68 | 352.904,30 | 33.582,06 |
| Limonar | 1.791.770,48 | 24.407.700,64 | 21.737.681,80 | 729.450,69 | 193.832,03 |
| Ciudad Córdoba | 5.490.026,46 | 1.288.564,12 | 1.033.481,48 | 265.295,54 | 6.068,46 |
| Simón Bolívar | 7.982.751,08 | 1.406.434,40 | 5.112.616,74 | 353.389,67 | 152.434,29 |
| Vallado | 2.418.419,33 | 1.419.160,23 | 152.272,10 | 21.928,21 | 94.219,56 |
| El Caney | 7.809.795,23 | 1.314.605,37 | 5.812.334,69 | 612.517,62 | 18.592,45 |
| San Isidro | 4.894.401,11 | 7.340.839,30 | 12.085.805,01 | 1.262.017,96 | 164.457,70 |
| La Bocha | 13.374.778,39 | 35.064.421,09 | 21.775,52 | 286.921,15 | 0,00 |
| Trocadero | 144.448,61 | 309.980,62 | 298.196,36 | 0,00 | 0,00 |
| Carbonero | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 60.265.096,59 | 126.839.014,77 | 67.118.073,14 | 5.975.757,03 | 2.242.251,26 |

Fuente: Elaboración propia

Este mismo orden aparece, identicamente, repetido al clasificar de mayor a menor las energías esperadas no suministradas asociadas al elemento j. Por este concepto, se comprueba que: En la mayoría de los casos, la energía esperada no suministrada asociada al elemento j es directamente proporcional a la duración anual de las interrupciones del elemento j.

Una segunda tendencia se encuentra al comparar las tablas 98 y 99, según las cuales: En la mayoría de los casos, el costo esperado de interrupción asociado al elemento j es directamente proporcional a la energía esperada no suministrada asociada al elemento j. Lo anterior es completamente lógico al comparar las expresiones (68) y (69) que aparecen en el capítulo 2 del presente trabajo. Igualmente, esto se comprueba al clasificar de mayor a menor el costo esperado de interrupción asociado al elemento j, arrojando el mismo resultado previamente relacionado.

En conclusión: A nivel energético y económico, los elementos PS (fallas pasivas en la red secundaria) y PT (fallas pasivas en el equipo de transformación) carecen de importancia. Estos elementos tampoco contribuyen, de manera importante, a la variación de los indicadores de confiabilidad que se utilizan en el presente trabajo. Los elementos j que hacen la diferencia son: PL (fallas pasivas en la red primaria, las cuales no pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores), PR (fallas pasivas en la red primaria, las cuales pueden ser despejadas mediante la instalación de reconectadores) y A (fallas activas). En este sentido, en el numeral correspondiente a CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES se concretarán las recomendaciones generales orientadas a mejorar la confiabilidad de todo el SDL de la UENE EMCALI EICE ESP.

## 5.4 COMPARACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD SELECCIONADOS

Tabla 100. Índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI y ASUI para los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | SAIFI fallas de usuarios / (cliente x año) | SAIDI horas de interrupción a los usuarios / (cliente x año) | CAIDI horas de interrupción a los usuarios / fallas de usuarios | ASAI % | ASUI % |
|---|---|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 6,97 | 6,64 | 0,95 | 99,92418994 | 0,075810059 |
| Nápoles | 23,43 | 49,91 | 2,13 | 99,43020434 | 0,569795658 |
| El Campo | 11,55 | 5,73 | 0,50 | 99,93456127 | 0,065438729 |
| Univalle | 10,50 | 16,01 | 1,53 | 99,81718134 | 0,182818664 |
| Limonar | 20,42 | 17,89 | 0,88 | 99,79581983 | 0,204180174 |
| Ciudad Córdoba | 11,79 | 13,42 | 1,14 | 99,8468474 | 0,153152596 |
| Simón Bolívar | 16,57 | 13,40 | 0,81 | 99,84701695 | 0,152983049 |
| Vallado | 8,67 | 3,39 | 0,39 | 99,96135305 | 0,038646948 |
| El Caney | 12,09 | 7,62 | 0,63 | 99,91297229 | 0,087027707 |
| San Isidro | 15,91 | 19,32 | 1,21 | 99,77940623 | 0,220593772 |
| La Bocha | 12,73 | 26,56 | 2,09 | 99,69675594 | 0,303244058 |
| Trocadero | 48,87 | 58,57 | 1,20 | 99,33140421 | 0,668595791 |
| Carbonero | no aplica | no aplica | no aplica | no aplica | no aplica |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 101. Índices de confiabilidad EENS, ECOST, AENS e IEAR para los circuitos bajo estudio

| CIRCUITO | EENS MWh / año | ECOST pesos colombianos / año | AENS kWh / (cliente x año) | IEAR pesos colombianos / kWh |
|---|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 19,16 | 9.435.310,10 | 1,89 | 492,54 |
| Nápoles | 152,69 | 51.086.785,34 | 11,02 | 334,58 |
| El Campo | 26,32 | 13.322.290,40 | 1,90 | 506,10 |
| Univalle | 49,15 | 21.722.421,45 | 4,41 | 441,93 |
| Limonar | 105,64 | 48.860.435,64 | 5,48 | 462,54 |
| Ciudad Córdoba | 19,47 | 8.083.436,06 | 2,71 | 415,22 |
| Simón Bolívar | 37,23 | 15.007.626,19 | 2,96 | 403,09 |
| Vallado | 11,31 | 4.105.999,43 | 0,85 | 363,10 |
| El Caney | 31,48 | 15.567.845,35 | 2,30 | 494,50 |
| San Isidro | 57,25 | 25.747.521,09 | 4,99 | 449,74 |
| La Bocha | 85,18 | 48.747.896,16 | 6,22 | 572,30 |
| Trocadero | 2,00 | 752.625,59 | 11,16 | 376,71 |
| Carbonero | 0 | 0 | no aplica | no aplica |

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 100: El circuito que presenta la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice SAIFI) es el circuito Trocadero, el circuito que presenta la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice SAIDI) es el circuito Trocadero, el circuito que presenta la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración por falla (mayor valor del índice CAIDI) es el circuito Nápoles, el circuito que presenta la menor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios es el circuito Trocadero (menor valor del índice ASAI y mayor valor del índice ASUI). Desechando el circuito Carbonero, de la Tabla 100, sobre de los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI y ASUI para los circuitos bajo estudio: El circuito que presenta la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (menor valor del índice SAIFI) es el circuito Carrera 70, el circuito que presenta la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (menor valor del índice SAIDI) es el circuito Vallado, el circuito que presenta la mejor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración por falla (menor valor del índice CAIDI) es el circuito Vallado, el circuito que presenta la mayor disponibilidad del servicio que se presta a los usuarios es el circuito Vallado (mayor valor del índice ASAI y menor valor del índice ASUI). De la Tabla 101: El circuito que presenta la mayor energía esperada no suministrada es Nápoles, el circuito que presenta el mayor costo esperado de interrupción es Nápoles, el circuito que presenta la mayor energía no suministrada por usuario es Trocadero y el circuito que presenta la mayor tasa de valoración de la energía interrumpida es La Bocha. Desechando el circuito Carbonero, de la tabla de los índices de confiabilidad EENS, ECOST, AENS e IEAR para los circuitos bajo estudio: El circuito que presenta la menor energía esperada no suministrada es Trocadero, el circuito que presenta el menor costo esperado de interrupción es Trocadero, el circuito que presenta la menor energía no suministrada por usuario es Vallado y el circuito que presenta la menor tasa de valoración de la energía interrumpida es Nápoles.

En el capítulo 4 del presente trabajo se realizó una completo diagnóstico de la confiabilidad por cada circuito bajo estudio, realizando especial énfasis sobre los contenidos de las tablas 100 y 101. A pesar de esto y desde un punto de vista más general, es conveniente señalar algunos aspectos que deberían ser motivo de reflexión por parte de los funcionarios de la UENE EMCALI EICE ESP. Uno de esos aspectos está relacionado con el circuito Nápoles. El circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice SAIFI). Igualmente, el circuito Nápoles ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la duración de las fallas (mayor valor del índice SAIDI), como se aprecia en la Tabla 100. Como si lo anterior no fuera preocupante, el circuito Nápoles ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor energía esperada no suministrada (mayor valor del índice EENS). Además, este circuito ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la mayor tasa de valoración de la energía interrumpida (mayor valor del índice ECOST). No se puede olvidar que el circuito Nápoles presenta el menor valor, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida, IEAR.

Esto significa que la energía no suministrada a los usuarios no regulados es muy superior frente a la energía no suministrada a los usuarios regulados. Teniendo en cuenta la enorme importancia que tienen los usuarios no regulados para todo operador de red, en el contexto del mercado eléctrico colombiano, la UENE EMCALI EICE ESP le está prestando un servicio pésimo a un número apreciable de usuarios no regulados, lo cual patrocina la futura salida de clientes que presentan altos consumos, y en consecuencia, son usuarios que contribuyen positivamente a la estabilidad financiera del operador de red bajo estudio. En este sentido, la UENE EMCALI EICE ESP está llamada a mejorar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica de todos los usuarios no regulados, incluyendo, lógicamente, aquellos que están localizados en el sector rural. De esta manera y entre otras recomendaciones, la sugerencia para la UENE EMCALI EICE ESP está relacionada con la realización de un estudio interno, realizado por el Departamento de Mantenimiento de este operador de red, orientado a determinar la factibilidad financiera de aumentar el número y la cercanía de las cuadrillas de mantenimiento para agilizar el reestablecimiento del servicio en el sector rural asociado al SDL de este operador de red.

Un segundo caso, que resulta muy preocupante, guarda relación con el circuito Limonar. Limonar es el circuito que presenta el mayor número de transformadores detectados (352 transformadores). En consecuencia, Limonar es el circuito que presenta el mayor número de usuarios (19267 usuarios). Para este circuito, esta estadística indica que se hace necesario prestar el mejor servicio que sea posible, porque todo operador de red en Colombia está llamado a: Prestar el servicio más confiable a la mayor cantidad de usuarios posible. En este sentido, entre los doce circuitos bajo estudio, Limonar debería aparecer entre los circuitos más confiables. Desafortunadamente, la realidad es muy distinta. El circuito Limonar ocupa el tercer peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la peor calidad del servicio que se presta a los usuarios en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice SAIFI). El circuito Limonar ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la energía esperada no suministrada (mayor valor de EENS). El circuito Limonar ocupa el segundo peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la tasa de valoración de la energía interrumpida (mayor valor de ECOST). El circuito Limonar ocupa el peor lugar, entre los doce circuitos bajo estudio, en lo relacionado con la calidad del servicio prestado por el sistema de potencia en lo que tiene que ver con la frecuencia de las fallas (mayor valor del índice $\lambda_{circuit}$). De esta manera, se invita a la UENE EMCALI EICE ESP a leer y a poner en práctica el diagnóstico de la confiabilidad asociado al circuito Limonar, tal como aparece descrito en el capítulo 4 del presente trabajo.

## 5.5 CONSOLIDADO DEL REPORTE GENERAL DE CAUSALES DE FALLA

De la Tabla 102: La causa de falla que presenta la mayor frecuencia de ocurrencia entre todos los circuitos bajo estudio es FALLA DESCONOCIDA, la causa de falla que presenta la mayor duración entre todos los circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION, la causa de falla que presenta la mayor energía esperada no suministrada entre todos los circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION y la causa de falla que presenta el mayor costo esperado de interrupción entre todos los circuitos bajo estudio es OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION.

Tabla 102. Consolidado de los índices de confiabilidad obtenido mediante el conjunto de las hojas de cálculo CAUSES-GENERAL-REPORT de los circuitos bajo estudio

| CAUSE ID | $\lambda_{cause}$ (fallas/año) | $U_{cause}$ (horas/año) | $EENS_{cause}$ (MWh/año) | $ECOST_{cause}$ ($/año) |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 1,0 | 8,73 | 0,01 | 481,68 |
| 102 | 104,0 | 91,03 | 2,26 | 1.364.672,12 |
| 103 | 1,0 | 1,83 | 0,03 | 14.513,01 |
| 105 | 93,0 | 94,92 | 1,41 | 584.978,84 |
| 107 | 28,0 | 166,08 | 5,21 | 1.402.791,47 |
| 201 | 13,0 | 16,55 | 0,35 | 117.901,48 |
| 301 | 66,0 | 198,06 | 5,51 | 1.947.151,42 |
| 302 | 6,0 | 4,65 | 0,06 | 28.369,59 |
| 402 | 165,0 | 22,00 | 0,42 | 154.781,87 |
| 801 | 4,0 | 0,27 | 0,01 | 862,78 |
| 803 | 1075,0 | 363,96 | 6,87 | 3.084.929,28 |
| 902 | 3376,0 | 5946,22 | 106,54 | 52.042.602,94 |
| 903 | 1572,0 | 1214,20 | 24,09 | 11.330.280,86 |
| 904 | 848,0 | 232,76 | 3,67 | 1.766.560,59 |
| 905 | 12327,0 | 7335,39 | 131,64 | 56.290.849,05 |
| 906 | 46,0 | 368,79 | 3,83 | 1.964.753,18 |
| 907 | 636,0 | 525,19 | 9,97 | 4.409.207,44 |
| 912 | 13,0 | 73,09 | 0,94 | 467.454,25 |
| 913 | 409,0 | 926,76 | 20,46 | 11.019.932,45 |
| 914 | 37,0 | 96,85 | 1,33 | 587.613,14 |
| 915 | 74,0 | 27,02 | 0,62 | 356.511,91 |
| 916 | 187,0 | 815,73 | 14,81 | 5.205.488,36 |
| 918 | 475,0 | 996,03 | 4,55 | 2.055.109,94 |
| 921 | 165,0 | 126,50 | 2,42 | 889.995,74 |
| 924 | 487,0 | 5,80 | 0,08 | 40.924,78 |
| 1001 | 4210,0 | 11444,31 | 174,29 | 72.784.624,88 |
| 1002 | 480,0 | 710,54 | 13,23 | 5.246.534,60 |
| 1003 | 108,0 | 220,52 | 4,29 | 1.523.296,55 |
| 1004 | 295,0 | 241,44 | 5,58 | 2.913.930,06 |
| 1005 | 711,0 | 846,06 | 14,71 | 6.374.252,33 |
| 1006 | 149,0 | 227,55 | 3,15 | 684.607,96 |
| 1302 | 199,0 | 120,78 | 3,08 | 1.283.907,85 |
| 1303 | 3941,0 | 1585,24 | 27,47 | 12.455.935,72 |
| 1501 | 1205,0 | 69,30 | 1,53 | 831.177,73 |
| 1601 | 37,0 | 154,84 | 2,39 | 1.213.206,98 |

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 102 presenta un consolidado especialmente importante teniendo en cuenta las características de las causales de interrupción que aparecen en la Tabla 28. No todas las causas de falla, presentes en la Tabla 102, pueden ser objeto de prevención. La ocurrencia de causales de falla como: FALLA en CORTACIRCUITO, FALLA en PARARRAYOS, FALLA en TRANSFORMADOR, FALLA en AISLADORES y FALLA en RECONECTADOR no se pueden evitar fácilmente. Esto significa que el índice $\lambda_{cause}$ no puede ser reducido porque, en este caso, el ingeniero no puede predecir en qué momento fallará un determinado elemento para poder prevenir la interrupción correspondiente. En algunos casos, lo que se puede reducir es la duración de las fallas, mediante el aumento de las cuadrillas de mantenimiento. Existen causas de falla que pueden ser objeto de prevención, como las causales asociadas a cortes programados por concepto de mantenimiento o reestructuración de la red primaria. Empleando equipos para trabajo en caliente puede evitarse la desenergización del circuito, y en consecuencia, se puede prevenir el corte programado de energía. Las causales de falla de la UENE EMCALI EICE ESP, que están relacionadas con cortes programados de energía, son: REFORMA DE RED PRIMARIA - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA (código 101), REFORMA DE RED PRIMARIA - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED SUBTERRANEA (código 102), REFORMA DE RED PRIMARIA - CONTRATISTA PARTICULAR (código 103), REFORMA DE RED PRIMARIA - PROYECTOS EMCALI EICE ESP (código 105), REFORMA DE RED PRIMARIA - Reformas por POT y Obras MunicipalesG (código 107), MANTENIMIENTO PREVENTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA (código 201), MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA (código 301) y MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED SUBTERRANEA (código 302).

De acuerdo a la Tabla 102: De mayor a menor, las cuatro causas de falla más frecuentes, para los doce circuitos bajo estudio, son: FALLA DESCONOCIDA (código 905), OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001), DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA (código 1303) y FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA (código 902). De mayor a menor, las cuatro causas de falla de mayor duración de interrupciones, para los doce circuitos bajo estudio, son: OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001), FALLA DESCONOCIDA (código 905), FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA (código 902) y DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA (código 1303). De mayor a menor, las cuatro causas de interrupción de mayor duración por falla, para los doce circuitos bajo estudio, son: REFORMA DE RED PRIMARIA - OPERACION Y MANTENIMIENTO RED AEREA (código 101), FALLA EN LAS INSTALACIONES DEL CLIENTE (código 906), REFORMA DE RED PRIMARIA - Reformas por POT y Obras MunicipalesG (código 107) y FALLA en POSTE (código 912).

En conclusión: Las cuatro causales de falla más importantes, sobre las cuales debe actuar la UENE EMCALI EICE ESP, son: FALLA DESCONOCIDA (código 905), OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001), DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA (código 1303) y FALLA EQUIPO DE LA RED PRIMARIA (código 902). En el capítulo 4 y para los circuitos bajo estudio, se entregaron recomendaciones orientadas a disminuir la incidencia de estas causales de falla.

## 5.6 CONSOLIDADO DE FRECUENCIAS DE INTERRUPCIÓN POR CAUSAL DE FALLA Y POR BARRIO PARA LOS CIRCUITOS BAJO ESTUDIO

Tabla 103. Consolidado de los índices $\lambda_{cause\ per\ neighborhood}$ y $\lambda_{neighborhood}$ para todos los barrios y sectores alimentados por la subestación Meléndez

| CAUSE ID | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 101 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 81 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 105 | 26 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| 107 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 201 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 301 | 16 | 0 | 0 | 3 | 1 | 0 | 0 | 5 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 |
| 302 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 402 | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 801 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 803 | 258 | 32 | 2 | 76 | 0 | 2 | 0 | 0 | 53 | 50 | 37 | 0 | 62 |
| 902 | 1087 | 6 | 4 | 40 | 4 | 58 | 92 | 135 | 82 | 50 | 34 | 0 | 5 |
| 903 | 290 | 28 | 52 | 8 | 28 | 40 | 60 | 90 | 108 | 10 | 52 | 2 | 0 |
| 904 | 56 | 91 | 27 | 75 | 13 | 7 | 3 | 3 | 19 | 30 | 31 | 1 | 140 |
| 905 | 1756 | 142 | 107 | 797 | 57 | 110 | 119 | 179 | 112 | 517 | 108 | 3 | 267 |
| 906 | 10 | 0 | 2 | 0 | 0 | 1 | 4 | 3 | 3 | 7 | 1 | 1 | 1 |
| 907 | 72 | 14 | 26 | 4 | 14 | 19 | 30 | 45 | 54 | 5 | 26 | 1 | 0 |
| 912 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 913 | 95 | 11 | 25 | 5 | 13 | 6 | 3 | 3 | 53 | 5 | 26 | 1 | 0 |
| 914 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 915 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 916 | 65 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 918 | 89 | 0 | 3 | 37 | 2 | 28 | 6 | 85 | 0 | 25 | 0 | 0 | 5 |
| 921 | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 924 | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 25 | 0 | 0 |
| 1001 | 571 | 23 | 33 | 168 | 21 | 117 | 62 | 145 | 148 | 117 | 108 | 1 | 92 |
| 1002 | 79 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1003 | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1004 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 53 | 0 | 25 | 0 | 8 |
| 1005 | 97 | 0 | 2 | 75 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 52 | 0 | 0 | 10 |
| 1006 | 76 | 0 | 1 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1302 | 14 | 2 | 1 | 0 | 1 | 14 | 27 | 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1303 | 1107 | 27 | 5 | 74 | 16 | 51 | 90 | 130 | 160 | 50 | 82 | 0 | 36 |
| 1501 | 216 | 44 | 28 | 72 | 14 | 19 | 30 | 45 | 1 | 5 | 13 | 1 | 62 |
| 1601 | 4 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | 2 |
| $\lambda_{neigh.}$ | 6327 | 422 | 318 | 1444 | 184 | 476 | 535 | 913 | 886 | 926 | 569 | 13 | 692 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 103. (Continuación)

| CAUSE ID | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 101 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 105 | 0 | 2 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 107 | 0 | 9 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 1 | 0 | 0 |
| 201 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 301 | 0 | 9 | 0 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 1 |
| 302 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 402 | 0 | 36 | 3 | 14 | 13 | 2 | 6 | 8 | 2 | 7 | 1 | 9 | 3 |
| 801 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 803 | 4 | 48 | 0 | 28 | 26 | 4 | 12 | 40 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 902 | 0 | 196 | 78 | 64 | 52 | 8 | 24 | 56 | 10 | 28 | 4 | 54 | 39 |
| 903 | 0 | 14 | 30 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 |
| 904 | 10 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 905 | 12 | 350 | 78 | 164 | 144 | 22 | 66 | 328 | 12 | 35 | 2 | 9 | 111 |
| 906 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 907 | 0 | 7 | 15 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 912 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 913 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 914 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 915 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 916 | 0 | 26 | 0 | 14 | 13 | 2 | 6 | 8 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 918 | 0 | 15 | 30 | 4 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 921 | 0 | 36 | 3 | 14 | 13 | 2 | 6 | 8 | 2 | 7 | 1 | 9 | 3 |
| 924 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 |
| 1001 | 6 | 218 | 124 | 100 | 78 | 12 | 36 | 96 | 7 | 14 | 3 | 11 | 36 |
| 1002 | 0 | 62 | 3 | 28 | 26 | 4 | 12 | 16 | 3 | 7 | 1 | 9 | 5 |
| 1003 | 0 | 19 | 0 | 14 | 13 | 2 | 6 | 8 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1004 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 |
| 1005 | 0 | 56 | 0 | 28 | 26 | 4 | 12 | 40 | 2 | 7 | 1 | 0 | 0 |
| 1006 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1302 | 0 | 7 | 15 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| 1303 | 2 | 179 | 57 | 62 | 52 | 8 | 24 | 68 | 8 | 28 | 4 | 36 | 28 |
| 1501 | 4 | 7 | 15 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17 |
| 1601 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| $\lambda_{neigh.}$ | 38 | 1299 | 457 | 549 | 458 | 70 | 211 | 702 | 50 | 138 | 18 | 138 | 275 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 103. (Continuación)

| CAUSE ID | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 101 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 105 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 107 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 201 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 301 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 302 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 402 | 9 | 6 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 801 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 803 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 45 |
| 902 | 62 | 36 | 18 | 54 | 298 | 13 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 50 |
| 903 | 4 | 0 | 0 | 0 | 98 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 |
| 904 | 0 | 0 | 0 | 0 | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 905 | 19 | 21 | 4 | 543 | 2133 | 92 | 195 | 16 | 17 | 20 | 7 | 130 | 199 |
| 906 | 0 | 0 | 0 | 1 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| 907 | 2 | 0 | 0 | 0 | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 |
| 912 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 913 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 914 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 915 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 916 | 0 | 0 | 0 | 0 | 49 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 918 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 44 |
| 921 | 9 | 6 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 924 | 0 | 0 | 0 | 36 | 208 | 7 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 |
| 1001 | 29 | 6 | 3 | 147 | 731 | 26 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72 | 144 |
| 1002 | 9 | 6 | 3 | 3 | 49 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1003 | 0 | 6 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 1004 | 1 | 0 | 0 | 0 | 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 1005 | 0 | 0 | 0 | 2 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 |
| 1006 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 45 |
| 1302 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1303 | 42 | 24 | 12 | 48 | 224 | 7 | 14 | 0 | 0 | 0 | 34 | 104 | 308 |
| 1501 | 2 | 0 | 0 | 72 | 270 | 12 | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 44 |
| 1601 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $\lambda_{neigh.}$ | 196 | 111 | 49 | 913 | 4269 | 161 | 314 | 16 | 17 | 20 | 41 | 404 | 886 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 103. (Continuación)

| CAUSE ID | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 101 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 0 | 21 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 105 | 0 | 0 | 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| 107 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 201 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 301 | 1 | 0 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 |
| 302 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 402 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 801 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 803 | 2 | 24 | 4 | 138 | 10 | 16 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 |
| 902 | 6 | 144 | 70 | 114 | 10 | 8 | 2 | 0 | 0 | 0 | 19 | 0 | 16 |
| 903 | 0 | 48 | 108 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 124 | 2 | 16 |
| 904 | 0 | 0 | 50 | 46 | 5 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 905 | 10 | 40 | 308 | 1377 | 100 | 160 | 144 | 24 | 20 | 16 | 147 | 3 | 18 |
| 906 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 907 | 0 | 13 | 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 |
| 912 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 913 | 0 | 11 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 62 | 1 | 10 |
| 914 | 0 | 0 | 0 | 23 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 915 | 0 | 10 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 916 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 918 | 2 | 0 | 0 | 68 | 5 | 8 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 921 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 924 | 0 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 |
| 1001 | 6 | 0 | 8 | 298 | 26 | 32 | 4 | 0 | 0 | 0 | 62 | 1 | 24 |
| 1002 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 124 | 3 | 0 |
| 1003 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 1004 | 0 | 13 | 3 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 8 |
| 1005 | 0 | 0 | 50 | 138 | 10 | 16 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1006 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1302 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 64 | 1 | 0 |
| 1303 | 15 | 46 | 57 | 166 | 10 | 16 | 2 | 0 | 0 | 0 | 62 | 1 | 23 |
| 1501 | 2 | 23 | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 1 | 0 |
| 1601 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $\lambda_{neigh.}$ | 46 | 393 | 872 | 2385 | 178 | 272 | 161 | 24 | 20 | 16 | 729 | 13 | 142 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 103. (Continuación)

| CAUSE ID | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 | 65 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 101 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 103 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 105 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 107 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 201 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 301 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 302 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 402 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 801 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 803 | 5 | 22 | 25 | 25 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 902 | 5 | 34 | 48 | 48 | 5 | 54 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 903 | 10 | 68 | 48 | 48 | 10 | 106 | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 904 | 5 | 46 | 0 | 0 | 5 | 106 | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 905 | 5 | 120 | 52 | 52 | 5 | 446 | 84 | 26 | 1 | 22 | 20 | 2 | 1 |
| 906 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 907 | 5 | 34 | 24 | 24 | 5 | 53 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 912 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 913 | 2 | 22 | 28 | 28 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 914 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 915 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 916 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 918 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 921 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 924 | 0 | 0 | 24 | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1001 | 10 | 44 | 72 | 72 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1002 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1003 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1004 | 8 | 22 | 25 | 25 | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1005 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1006 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1302 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1303 | 15 | 78 | 72 | 72 | 15 | 70 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1501 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1601 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $\lambda_{neigh.}$ | 75 | 493 | 418 | 418 | 70 | 862 | 140 | 26 | 1 | 22 | 20 | 2 | 1 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 103. (Continuación)

| CAUSE ID | 66 | 67 | 68 | 69 |
|---|---|---|---|---|
| 101 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 102 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 103 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 105 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| 107 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 201 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 301 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 302 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 402 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 801 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 803 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| 902 | 22 | 4 | 4 | 0 |
| 903 | 44 | 2 | 2 | 0 |
| 904 | 22 | 0 | 0 | 0 |
| 905 | 133 | 0 | 5 | 0 |
| 906 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 907 | 22 | 1 | 1 | 0 |
| 912 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 913 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 914 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 915 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 916 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 918 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| 921 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 924 | 22 | 0 | 0 | 0 |
| 1001 | 2 | 0 | 8 | 0 |
| 1002 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1003 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1004 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| 1005 | 22 | 0 | 0 | 0 |
| 1006 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1302 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 1303 | 22 | 1 | 3 | 14 |
| 1501 | 22 | 1 | 1 | 0 |
| 1601 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $\lambda_{neigh.}$ | 336 | 11 | 27 | 14 |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 104. Numeración de los barrios y los sectores que aparecen en la Tabla 103

| No | Barrio / Sector | No | Barrio / Sector | No | Barrio / Sector |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | SIN IDENTIFICAR | 24 | ALTO NAPOLES - LA BUITRERA | 47 | BARRIO DEPARTAMENTAL |
| 2 | LA HACIENDA | 25 | NAPOLES | 48 | URBANIZACION MILITAR |
| 3 | LOS PORTALES - NUEVO REY | 26 | PRADOS DEL LIMONAR | 49 | CANAVERAL - BELLA SUIZA |
| 4 | EL GRAN LIMONAR - CATAYA | 27 | FRANCISCO ELADIO RAMIREZ | 50 | CIUDAD CORDOBA |
| 5 | BARRIO CALDAS | 28 | MELENDEZ | 51 | BAJOS CIUDAD CORDOBA |
| 6 | BUENOS AIRES | 29 | 3RA BRIGADA EJC- NAPOLES | 52 | SAN JUDAS TADEO I |
| 7 | LAS QUINTAS DE DON SIMON | 30 | MAYAPAN - LAS VEGAS | 53 | BRISAS DEL LIMONAR |
| 8 | CIUDAD CAPRI | 31 | EL INGENIO | 54 | CIUDAD 2000 |
| 9 | CANAVERALES - LOS SAMANES | 32 | CIUDADELA PASOANCHO | 55 | LA SELVA |
| 10 | EL GRAN LIMONAR | 33 | UNICENTRO CALI | 56 | LAS GRANJAS |
| 11 | EL LIMONAR | 34 | HORIZONTES | 57 | LA ALBORADA |
| 12 | Unid.Resid. SANTIAGO DE CALI | 35 | SECTOR MELENDEZ | 58 | MARIANO RAMOS |
| 13 | BOSQUES DEL LIMONAR | 36 | EL JORDAN | 59 | REPUBLICA DE ISRAEL |
| 14 | PRIMERO DE MAYO | 37 | URB. CIUDAD JARDIN | 60 | UNION DE VIVIENDA POPULAR |
| 15 | ALTO NAPOLES | 38 | URB. SAN JOAQUIN | 61 | LOS COMUNEROS I ETAPA |
| 16 | ALFEREZ REAL | 39 | PARCELACIONES PANCE | 62 | EL RETIRO |
| 17 | PRADOS DEL SUR | 40 | URBANIZACION RIO LILI | 63 | ANTONIO NARINO |
| 18 | LOURDES | 41 | LILI | 64 | EL VERGEL |
| 19 | MARIO CORREA RENGIFO | 42 | CANEY | 65 | LAUREANO GOMEZ |
| 20 | LOS FARALLONES | 43 | EL REFUGIO | 66 | CIUDADELA COMFANDI |
| 21 | LOS CHORROS | 44 | CAMINO REAL - FUNDADORES | 67 | BRISAS DE MAYO |
| 22 | COLINAS DEL SUR | 45 | LA CASCADA | 68 | BELEN |
| 23 | SECTOR ALTO JORDAN | 46 | SANTA ANITA - LA SELVA | 69 | CIUDAD CAMPESTRE |

Como se explicó en el capítulo 2, todos los índices que aparecen en la Tabla 103 corresponden a $\lambda_{\text{cause per neighborhood}}$, a excepción de los valores contenidos en la última fila, los cuales corresponde a $\lambda_{\text{neighborhood}}$. En la Tabla 104 aparece la numeración correspondiente de cada barrio y sector de acuerdo a la Tabla 103. De Tabla 103: De mayor a menor, los diez (10) barrios que presentan el mayor número de fallas (mayor valor del índice $\lambda_{\text{neighborhood}}$) son: SIN IDENTIFICAR, EL INGENIO, EL REFUGIO, EL GRAN LIMONAR - CATAYA, ALTO NAPOLES, EL GRAN LIMONAR, CIUDAD CAPRI, MAYAPAN - LAS VEGAS, CANAVERALES - LOS SAMANES y PARCELACIONES PANCE. Teniendo en cuenta que: La mayoría de los transformadores, que aparecen localizados en el barrio SIN IDENTIFICAR, pertenecen al sector rural, se puede afirmar que el sector rural, que es alimentado por los doce circuitos bajo estudio, presenta un servicio de suministro de energía eléctrica de menor calidad (en lo relacionado con la confiabilidad) frente al sector urbano. El barrio SIN IDENTIFICAR presenta 6327 fallas de transformador, lo cual representa una estadística muy desfavorable para el sector rural. De los barrios y sectores, previamente relacionados, es importante anotar que el circuito Limonar alimenta los barrios: SIN IDENTIFICAR, EL REFUGIO, EL GRAN LIMONAR - CATAYA, ALTO NAPOLES y EL GRAN LIMONAR. De los diez barrios seleccionados, el circuito Limonar alimenta cinco. Es indica, claramente, que este circuito debe ser objeto de intervención por parte de la UENE EMCALI EICE ESP.

De Tabla 103: De mayor a menor, los cinco (5) barrios que presentan el mayor número de fallas por concepto de la causal de falla OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (mayor valor del índice $\lambda_{1001}$) son: EL INGENIO, SIN IDENTIFICAR, EL REFUGIO, ALTO NAPOLES y EL GRAN LIMONAR - CATAYA. De Tabla 103: De mayor a menor, los cinco (5) barrios que presentan el mayor número de fallas por concepto de la causal de falla DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA (mayor valor del índice $\lambda_{1303}$) son: SIN IDENTIFICAR, PARCELACIONES PANCE, EL INGENIO, ALTO NAPOLES y EL REFUGIO.

La Tabla 103 puede prestarse para múltiples análisis, porque presenta la información completa por cada barrio y causal de falla. Análogamente y para futuros desarrollos de aplicaciones orientadas a diagnosticar la confiabilidad de un operador de red en Colombia, se podría programar el cálculo de nuevos índices de confiabilidad como: $U_{\text{cause per neighborhood}}$ y $U_{\text{neighborhood}}$. Estos indicadores permitirían conocer la duración anual de las interrupciones que ocurren por cada causal de falla y por cada barrio. Conocer la frecuencia de falla y la duración anual por cada sector geográfico, perteneciente a un determinado SDL, son datos de suma importancia para cualquier operador de red en Colombia, puesto que todo operador de red está llamado a conocer la calidad del servicio que es prestado en cada barrio para así tomar las medidas orientadas a mejorar la confiabilidad de los sectores geográficos correspondientes.

## 5.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES

La metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad reúne dos macros que simplifican el cálculo de los índices de confiabilidad seleccionados, realizando un completo diagnóstico de la confiabilidad para un único circuito radial de distribución de energía eléctrica. Aunque el archivo circuit.xls podría recoger casi la totalidad de la información asociada a todos y cada uno de los circuitos pertenecientes a una misma subestación, para ahorrar tiempo de ejecución de la aplicación desarrollada en Microsoft Excel, RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm, se recomienda incluir en el archivo circuit.xls exclusivamente la información del circuito bajo estudio.

Es posible prevenir el error de cálculo de los índices de confiabilidad, que aparecen en el presente trabajo, por concepto de la salida y posterior desaparición de nodos primarios tipo transformador en un circuito de distribución. Este error de cálculo se presenta cuando los nodos primarios, que han salido, ya no aparecen en la base de datos y en consecuencia se presentan celdas en blanco en la columna NODO del archivo de fallas reportadas por el Departamento de Operación de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, tal como se explicó en el numeral ASPECTOS TÉCNICOS A TENER EN CUENTA del capítulo 4 del presente trabajo. La forma en la cual se puede prevenir el error de cálculo previamente descrito es aumentando la frecuencia de realización del diagnóstico de la confiabilidad. Esto significa que el diagnóstico de la confiabilidad del sistema de potencia bajo estudio se realizaría cada mes y el diagnóstico por año sería calculado a partir de los doce resultados mensuales previamente realizados. De esta manera, cada nodo primario que vaya a salir del SDL en un futuro cercano siempre estará registrado en la base de datos y se tendrá acceso a los datos del mismo para calcular con mayor exactitud los índices de confiabilidad relacionados en el presente trabajo.

El hecho de pasar de un único diagnóstico de la confiabilidad por año a doce diagnósticos mensuales implica consecuencias importantes que deben ser explicadas. Cuando se realizan doce diagnósticos mensuales de la confiabilidad sobre un circuito de distribución de energía eléctrica se puede calcular el costo esperado de interrupción asociado a la causa de falla cause, $ECOST_{cause}$, para cada mes del año. En este caso, el costo esperado de interrupción asociado a la causa de falla cause, $ECOST_{cause}$, corresponde a una aproximación del valor monetario mensual que se dejó de facturar por concepto de la causa de falla cause. Este último valor monetario le informa al operador de red cuánto dinero mensual, aproximadamente, se dejó de facturar por una determinada causa de interrupción para el circuito de distribución de energía eléctrica bajo estudio. En este sentido, el costo esperado de interrupción asociado a la causa de falla cause, $ECOST_{cause}$, para un año, correspondería a la suma aritmética de los doce $ECOST_{cause}$ mensuales. Considerando la inflación, se podría calcular un segundo índice anual de confiabilidad partiendo de los doce $ECOST_{cause}$ mensuales. Este segundo índice anual de confiabilidad se calcularía haciendo uso del índice de precios al consumidor IPC, el cual mide la variación del costo promedio de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo final de los hogares en Colombia expresado de acuerdo a un período de tiempo dado, que para este caso sería igual a un año [19]. Por lo previamente explicado, vale la pena pasar de un único diagnóstico de la confiabilidad por año a doce diagnósticos mensuales de la confiabilidad. Lo previamente expresado no significa que para un operador de red sea fácil realizar doce diagnósticos mensuales de la confiabilidad, más si se trata de todos y cada uno de los circuitos pertenecientes a un mismo SDL. En el caso concreto de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP, no resulta fácil asignar un funcionario orientado, exclusivamente, hacia el cumplimiento de este objetivo, puesto que todos los empleados de este operador de red tienen suficientes responsabilidades a cargo durante todo el tiempo laboral. De esta manera, prevenir el error de cálculo de los índices de confiabilidad, que aparecen en el presente trabajo por concepto de la salida y posterior desaparición de nodos primarios tipo transformador en un circuito de distribución, es una misión que fácilmente puede ser desechada por el operador de red previamente relacionado.

Como se explicó en el numeral ASPECTOS TÉCNICOS A TENER EN CUENTA del capítulo 4 del presente trabajo, para la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP se han encontrado nodos primarios tipo transformador que presentan valores para $MONEY_i$ y $ENERGY_i$ iguales a cero. También se han encontrado nodos primarios tipo transformador que presentan valores para $MONEY_i$ iguales a cero acompañados con magnitudes superiores a cero para $ENERGY_i$. En el primer caso, el Departamento de Planeación del operador de red bajo estudio ha establecido que se trata de errores internos de la base de datos. En el segundo caso, el Departamento de Planeación del operador de red bajo estudio ha establecido que se trata de nodos primarios tipo transformador que pertenecen a otro operador de red, en cuyo caso es completamente lógico que exista un consumo facturado de energía, $ENERGY_i$, acompañado por un valor nulo para $MONEY_i$, puesto que el comercializador que atiende el cliente asociado al nodo primario es el único que puede facturar el consecuente consumo de energía. Como era de esperarse, el Departamento de Planeación del operador de red bajo estudio ha ordenado que estos últimos casos no sean tomados en cuenta para la realización de los cálculos adelantados por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm.

De esta manera, todo nodo primario tipo transformador cuyo $MONEY_i$ o $ENERGY_i$ es igual a cero es descartado por RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Esta es la forma, en la cual, la aplicación previamente relacionada filtra los nodos primarios inválidos. Precisamente, para los circuitos bajo estudio se ha logrado detectar un alto número de nodos inválidos, los cuales han contribuido al aumento del número de registros de falla inválidos que aparecen en la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. De esta manera, el futuro usuario de la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm no debe sentir miedo si encuentra un alto número de registros en la hoja de cálculo INVALID-FAILURES del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls. El hecho de que la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad filtre los nodos inválidos y únicamente calcule los indicadores correspondientes mediante los nodos válidos, que efectivamente pertenecen al operador de red bajo estudio, es una señal positiva dentro del diagnóstico de la confiabilidad, porque no tiene sentido contabilizar energías y valores monetarios facturados de nodos primarios pertenecientes a otros comercializadores.

Dentro de la información entregada por la hoja de cálculo GENERAL-INFORMATION del archivo RELIABILITY-STATISTICS.xls se encuentra el parámetro Number of nodes with associated load. Este parámetro corresponde al número de nodos primarios válidos con transformador asociado que pertenecen al circuito bajo estudio de acuerdo al cálculo realizado por la aplicación RELIABILITY-INPUT-DATA-AND-STATISTICS.xlsm. Para el circuito Carbonero, el valor hallado correspondiente al parámetro Number of nodes with associated load fue igual a cero, lo cual explica los resultados inconsistentes que aparecen en el capítulo 4. De acuerdo a la metodología propuesta para el diagnóstico de la confiabilidad, el primer requisito que debe cumplir un circuito de distribución para poder ser diagnosticado es que tenga, como mínimo, un nodo primario válido con transformador asociado. Para el circuito Carbonero esto no fue posible y el contenido correspondiente del capítulo 4 es testigo de ello.

En la Figura 64 se pueden apreciar datos técnicos de interés de los circuitos conectados a la subestación Meléndez. Estos datos fueron entregados por el Departamento de Operación de la UENE EMCALI EICE ESP y corresponden a la fecha de corte del 20 de enero del 2016. Aunque existe un intervalo de algunos meses entre la fecha de corte relacionada con anterioridad y la fecha final del periodo de tiempo bajo estudio (marzo 25 del 2015), existe información dentro de la Figura 64 que está de acuerdo con la información de los circuitos bajo estudio que se anexa en los capítulos 4 y 5, y en consecuencia, se puede utilizar para el propósito del presente trabajo.

La Tabla 105 es producto de la comparación entre la Tabla 94 y la Figura 64. De acuerdo a la Tabla 105: La frecuencia anual de falla por kilómetro para el circuito Trocadero es igual a 7,31 fallas / (km año). Esta frecuencia anual de falla por kilómetro es, sin duda, la menor entre los doce circuitos bajo estudio. La frecuencia anual de falla por kilómetro para el circuito Ciudad Córdoba es, aproximadamente, igual a 54,44 fallas / (km año). La frecuencia anual de falla por kilómetro para el circuito El Caney es, aproximadamente, igual a 115,02 fallas / (km año).

Figura 64. Datos técnicos de los circuitos conectados a la subestación Meléndez

| FEEDER ID | NOMBRECIRCUITO | Nivel Tension (Kv) | Red PRIMARIA (kms) | | | Red SECUNDARIA (kms) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Aerea | Subterra | TOTAL Primaria | Aerea | Subterra | TOTAL Secundaria |
| **16. S/E MELENDEZ** | | | *193.73* | *59.56* | *253.29* | *144.08* | *129.86* | *273.94* |
| 16 303 | SAN ISIDRO | 13.2 | 8.37 | 4.21 | 12.58 | 1.94 | 5.61 | 7.55 |
| 16 304 | CIUDAD CORDOBA | 13.2 | 15.26 | 0.72 | 15.98 | 14.33 | 2.86 | 17.19 |
| 16 305 | VALLADO | 13.2 | 9.74 | 1.73 | 11.47 | 20.37 | 3.78 | 24.15 |
| 16 306 | NAPOLES | 13.2 | 24.61 | 2.52 | 27.13 | 37.40 | 4.20 | 41.60 |
| 16 307 | UNIVALLE | 13.2 | 4.21 | 1.37 | 5.58 | *0.00* | 1.90 | 1.90 |
| 16 308 | LIMONAR | 13.2 | 23.01 | 4.60 | 27.61 | 19.79 | 16.09 | 35.88 |
| 16 309 | EL CAMPO | 13.2 | 17.48 | 5.94 | 23.42 | 4.62 | 5.74 | 10.36 |
| 16 311 | SIMON BOLIVAR | 13.2 | 14.98 | 5.00 | 19.98 | 17.34 | 13.95 | 31.29 |
| 16 314 | EL CANEY | 13.2 | 14.42 | 8.15 | 22.57 | 7.96 | 24.02 | 31.98 |
| 16 315 | LA BOCHA | 13.2 | 13.02 | 18.06 | 31.08 | 2.05 | 37.98 | 40.03 |
| 16 316 | CARBONERO | 13.2 | 0.03 | 0.51 | 0.54 | *0.00* | *0.00* | *0.00* |
| 16 317 | CARRERA 70 | 13.2 | 18.68 | 6.16 | 24.84 | 18.28 | 13.73 | 32.01 |
| 16 531 | TROCADERO | 34.5 | 29.92 | 0.59 | 30.51 | *0.00* | *0.00* | *0.00* |

| FEEDER ID | NOMBRECIRCUITO | Trafos EMCALI | | Trafos PP | | Total TRAFOS | Total KVA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Nro | KVA | Nro | KVA | | |
| **16. S/E MELENDEZ** | | *1,129* | *118,334.50* | *862* | *199,455.00* | *1,991* | *317,789.50* |
| 16 303 | SAN ISIDRO | 32 | 2,727.50 | 81 | 20,700.00 | 113 | 23,427.50 |
| 16 304 | CIUDAD CORDOBA | 82 | 8,232.50 | 16 | 2,562.50 | 98 | 10,795.00 |
| 16 305 | VALLADO | 81 | 8,252.50 | 4 | 310.00 | 85 | 8,562.50 |
| 16 306 | NAPOLES | 167 | 15,257.50 | 79 | 15,070.00 | 246 | 30,327.50 |
| 16 307 | UNIVALLE | 23 | 1,452.50 | 16 | 10,685.00 | 39 | 12,137.50 |
| 16 308 | LIMONAR | 145 | 12,165.00 | 148 | 26,425.00 | 293 | 38,590.00 |
| 16 309 | EL CAMPO | 92 | 6,847.50 | 143 | 36,877.50 | 235 | 43,725.00 |
| 16 311 | SIMON BOLIVAR | 123 | 12,239.50 | 90 | 17,107.50 | 213 | 29,347.00 |
| 16 314 | EL CANEY | 122 | 13,070.00 | 75 | 19,437.50 | 197 | 32,507.50 |
| 16 315 | LA BOCHA | 130 | 21,527.50 | 66 | 19,135.00 | 196 | 40,662.50 |
| 16 316 | CARBONERO | *0* | *0.00* | *0* | *0.00* | *0* | *0.00* |
| 16 317 | CARRERA 70 | 130 | 16,442.50 | 134 | 27,880.00 | 264 | 44,322.50 |
| 16 531 | TROCADERO | 2 | 120.00 | 10 | 3,265.00 | 12 | 3,385.00 |

| FEEDER ID | NOMBRECIRCUITO | Capacitor | Corta Circuitos de Linea | Recloser | Sectionaliz | Dynamic Switch |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **16. S/E MELENDEZ** | | *25* | *472* | *20* | *29* | *16* |
| 16 303 | SAN ISIDRO | 3 | 43 | 1 | 2 | 1 |
| 16 304 | CIUDAD CORDOBA | 3 | 11 | 1 | 4 | *0* |
| 16 305 | VALLADO | 3 | 8 | 1 | 3 | 2 |
| 16 306 | NAPOLES | 1 | 44 | 3 | 4 | 1 |
| 16 307 | UNIVALLE | *0* | 6 | 2 | 1 | 2 |
| 16 308 | LIMONAR | 1 | 101 | 1 | 3 | 3 |
| 16 309 | EL CAMPO | 2 | 55 | 2 | 3 | 2 |
| 16 311 | SIMON BOLIVAR | 5 | 43 | 1 | 4 | 0 |
| 16 314 | EL CANEY | 4 | 36 | 2 | 5 | 1 |
| 16 315 | LA BOCHA | *0* | 40 | 1 | *0* | *0* |
| 16 316 | CARBONERO | *0* | | | | |
| 16 317 | CARRERA 70 | 3 | 73 | 2 | *0* | 4 |
| 16 531 | TROCADERO | *0* | 12 | 3 | *0* | *0* |

Fuente: Departamento de Operación de la UENE EMCALI EICE ESP

Tabla 105. Comparación entre la Tabla 94 y la Figura 64

| CIRCUITO | NÚMERO DE NODOS TABLA 94 | NÚMERO DE NODOS FIGURA 64 | $\lambda$circuit (fallas/año) | LONGITUD DE LA RED PRIMARIA (kilómetros) | FRECUENCIA DE FALLAS POR KILÓMETRO DE RED PRIMARIA (fallas / (km año)) |
|---|---|---|---|---|---|
| Carrera 70 | 178 | 264 | 1103,00 | 24,84 | 44,4 |
| Nápoles | 167 | 246 | 3643,00 | 27,13 | 134,28 |
| El Campo | 296 | 235 | 5070,00 | 23,42 | 216,48 |
| Univalle | 204 | 39 | 3417,00 | 5,58 | 612,37 |
| Limonar | 352 | 293 | 8044,00 | 27,61 | 291,34 |
| Ciudad Córdoba | 74 | 98 | 870,00 | 15,98 | 54,44 |
| Simón Bolívar | 161 | 213 | 2689,00 | 19,98 | 134,58 |
| Vallado | 169 | 85 | 1299,00 | 11,47 | 113,25 |
| El Caney | 188 | 197 | 2596,00 | 22,57 | 115,02 |
| San Isidro | 212 | 113 | 2885,00 | 12,58 | 229,33 |
| La Bocha | 136 | 196 | 1704,00 | 31,08 | 54,83 |
| Trocadero | 5 | 12 | 223,00 | 30,51 | 7,31 |
| Carbonero | 0 | 0 | 0 | 0 | - |

Fuente: Elaboración propia

Aunque el número de resultados que se pueden analizar en la Tabla 105 es muy limitado, en términos generales, se puede afirmar que no existe una relación proporcional entre el número de kilómetros de la red primaria de un circuito y el número de fallas por año del mismo circuito. Un circuito puede tener una longitud muy extensa, comparada con las longitudes de los demás circuitos conectados a la misma subestación, pero si este circuito tiene un número pequeño de transformadores, es lógico que éste presente un bajo número de fallas por año. Este es el caso del circuito Trocadero en la Tabla 105. Igualmente, un circuito puede tener una longitud relativamente corta, comparada con las longitudes de los demás circuitos conectados a la misma subestación, pero si este circuito tiene un alto número de árboles sin podar y cercanos a la línea primaria, es lógico que éste presente un alto número de fallas por año, especialmente, si el periodo de tiempo bajo estudio estuvo caracterizado por frecuentes lluvias sobre el circuito bajo análisis.

De acuerdo a la Tabla 105: Al sumar el número de transformadores de la columna NÚMERO DE NODOS TABLA 94 se obtiene un total de 2142 transformadores. De acuerdo a la Tabla 105: Al sumar el número de transformadores de la columna NÚMERO DE NODOS FIGURA 64 se obtiene un total de 1991 transformadores. La diferencia entre estos dos últimos valores es igual a 151 transformadores. Esta diferencia comprueba lo explicado en el capítulo 4 del presente trabajo. En el capítulo 4 se verificó que el proceso de reconfiguración de los circuitos, más el permanente traslado de nodos primarios tipo transformador, pueden producir que un mismo transformador pueda aparecer, perfectamente, en dos circuitos diferentes para cada una de las dos mitades del año bajo estudio, como se pudo verificar en la Figura 61. Esta es la razón, por la cual, el número de transformadores de la columna NÚMERO DE NODOS TABLA 94 supera en 151 unidades al número de transformadores de la columna NÚMERO DE NODOS FIGURA 64.

La anterior conclusión, sumada al contenido de la Tabla 105, indica que el proceso de reconfiguración de circuitos en la UENE EMCALI EICE ESP es un proceso muy poderoso y permanente. Solo así se explica que: El circuito Univalle pasó de 204 a 39 transformadores en menos de un año calendario. Por este concepto, una de las grandes recomendaciones del presente trabajo está relacionada con la necesidad de realizar los diagnósticos de la confiabilidad sobre las subestaciones, más que sobre los circuitos. Una subestación típica de la UENE EMCALI EICE ESP, o de cualquier otro operador en Colombia, normalmente, no sufre alteraciones importantes en el número de transformadores que alimenta en el corto plazo. Un circuito típico conectado a una subestación sí puede sufrir cambios dramáticos en el número de transformadores que alimenta en el corto plazo.

Para la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP resulta insuficiente la realización de un diagnóstico de la confiabilidad de los circuitos conectados a una única subestación. Lo que este operador de red requiere es una metodología que permita realizar el diagnóstico de la confiabilidad de todas y cada una de las subestaciones que pertenecen al SDL de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Sin un diagnóstico de la confiabilidad de todas y cada una de las subestaciones, que pertenecen al operador de red previamente relacionado, es imposible determinar la inversión financiera más rentable que mejore la confiabilidad del SDL y que minimice los costos asociados a la reparación de las fallas. Se habla de "determinar la inversión financiera más rentable" porque son muchas las inversiones financieras que se pueden realizar para mejorar la confiabilidad del SDL. Dado el tamaño de la información asociada al SDL de la UENE EMCALI EICE ESP, se hace necesario realizar y contratar nuevos estudios técnicos de confiabilidad, la mayoría de los cuales ya se han mencionado con anterioridad.

El primer estudio técnico tiene que ver con la determinación de las razones por las cuales se produce la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA. En este sentido, la metodología que se desarrolló en el presente trabajo es de gran utilidad porque, antes que nada, es preciso definir los circuitos sobre los cuales se realizarían los estudios eléctricos, teniendo a la mano los históricos técnicos y estadísticos de los circuitos seleccionados para poder diagnosticar las razones por las cuales se produce la causal de interrupción FALLA DESCONOCIDA. Sin definir los circuitos, sobre los cuales se realizan las mediciones y los cálculos requeridos, es imposible comenzar a realizar este importante estudio. Dadas la complejidad del estudio técnico-estadístico a ser realizado, es conveniente que la UENE EMCALI EICE ESP contrate a un estudiante de postgrado, cuyo tema de tesis estaría orientado al tema previamente descrito.

Como ya se explicó con anterioridad, el segundo estudio técnico tiene que ver con la realización de un estudio interno, realizado por el Departamento de Mantenimiento de la UENE EMCALI EICE ESP, orientado a determinar la factibilidad financiera de aumentar el número y la cercanía de las cuadrillas de mantenimiento para agilizar el reestablecimiento del servicio en el sector rural asociado al SDL de este operador de red. El tercer estudio técnico tiene que ver con un estudio de coordinación de aislamientos sobre las subestaciones que presenten la mayor incidencia de la causal de falla DESCARGAS ATMOSFERICAS - METEOROLOGIA (código 1303). Por tratarse de un estudio de ingeniería, éste puede ser contratado, directamente, por la UENE EMCALI EICE ESP.

Antes de realizar el segundo y el tercer estudio, es recomendable que la UENE EMCALI EICE ESP haya desarrollado, previamente, un software que le permita diagnosticar la confiabilidad de todas y cada una de las subestaciones que pertenecen al SDL de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía de la empresa EMCALI EICE ESP. Este software debe estar orientado a las subestaciones. Este software no puede estar orientado a los circuitos por concepto del comentario previo, referente al proceso de reconfiguración de circuitos en el SDL del operador de red bajo estudio.

Teniendo en cuenta que: El elemento j que presenta la menor frecuencia de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria) y el elemento j que presenta la menor duración de fallas para el conjunto de los circuitos de distribución conectados a la subestación Meléndez es el elemento PS (fallas pasivas en la red secundaria), vale la pena considerar el futuro reemplazo del conductor primario desnudo por cable ecológico, a fin de mejorar la confiabilidad del SDL de la UENE EMCALI EICE ESP. El cable ecológico o semiaislado es un cable de aluminio (ACSR, AAC o AAAC) recubierto con aislamiento XLPE (el mismo material que se utiliza para el aislamiento de los cables de media tensión) y un recubrimiento exterior termoestable resistente a las descargas superficiales XLPE-TK (polietileno reticulado resistente al tracking). Este diseño evita la salida de los circuitos por disparo de las protecciones cuando hay contacto con ramas u otros objetos [20]. Otra gran ventaja del cable ecológico está en su menor precio cuando se compara con el cable monopolar de media tensión de 15 kV. Una imagen del cable ecológico se puede apreciar en la Figura 65.

Figura 65. Cable ecológico o semiaislado



Fuente: Centelsa. Cables & tecnología.

De acuerdo a la Tabla 28, el cable ecológico evitaría la ocurrencia de causales de falla tan frecuentes como: OBJETOS SOBRE RED - ARBOLES O RAMAS - VEGETACION (código 1001), OBJETOS SOBRE RED - COMETAS (código 1002), OBJETOS SOBRE RED - AVES (código 1004) y OBJETOS SOBRE RED - OTROS OBJETOS (código 1006). Dejando a un lado el cable ecológico, existen causas de falla que pueden ser objeto de prevención, como las causales asociadas a cortes programados por concepto de mantenimiento o reestructuración de la red primaria. Empleando equipos para trabajo en caliente puede evitarse la desenergización del circuito, y en consecuencia, se puede prevenir el corte programado de energía. De esta manera, no se puede descartar la futura posibilidad de adquirir y utilizar equipos para trabajo en caliente en el SDL de la UENE EMCALI EICE ESP.

De acuerdo al proyecto de resolución CREG 179 del 2014: Dentro de la futura metodología, para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, existen incentivos por eficiencia en inversiones e incentivos por eficiencia en calidad del servicio. Estos incentivos serán posibles cuando el operador de red demuestre tener bajos valores en los índices SAIFI y SAIDI para todo el SDL [21].

Retomando las últimas anotaciones, se llega a la conclusión que: La UENE EMCALI EICE ESP no puede desechar la idea de contratar un estudio de tipo académico, a nivel de postgrado, orientado a objetivos importantes, a saber: Desarrollar un software que permita diagnosticar la confiabilidad de todas y cada una de las subestaciones que pertenecen al SDL del operador de red bajo estudio, integrar este último software con un módulo que permita determinar la factibilidad financiera de reemplazar el conductor primario desnudo por cable ecológico, además de establecer la viabilidad financiera de la compra y la utilización de equipos para trabajar en caliente en todo el SDL de la UENE EMCALI EICE ESP. Lógicamente, este último estudio, de tipo académico, estaría soportado por un estudio de ingeniería, a ser contratado por el operador de red bajo estudio, en el cual se establecerían las normas técnicas aplicables en la instalación del cable ecológico, entre otros aspectos técnicos a ser considerados.

# BIBLIOGRAFÍA


[1] ARANGO SÁNCHEZ, Luis Eduardo y AGUDELO GIRALDO, Óscar. Evolución de la confiabilidad y la eficiencia en el sector eléctrico colombiano. En: Revista Ventana Informática. Manizales: Universidad de Manizales. Facultad de Ciencias e Ingeniería, Junio, 2011, No 24, p. 115 - 133.

[2] PEREIRA LEITE, Emilson. Matlab - Modelling, Programming and Simulations. Sciyo: Rijeka, Croatia, september 2010. 426 p.

[3] COLOMBIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2010-2024. Bogotá: UPME, noviembre, 2010. 299 p.

[4] ZAPATA, Carlos Julio. Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería Eléctrica. Grupo de investigación en planeamiento de sistemas eléctricos, 2011. 85 p.

[5] LEE WILLIS, H. Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition Revised and Expanded. Marcel Dekker, Inc: New York, USA. 1219 p.

[6] CEPIN, Marko. Assesment of Power System Reliability Methods and Applications. Springer London Heidelberg Dordrecht: New York, 2011. 300 p.

[7] SIERRA, Eduardo y LAJES, Santiago. Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución. En: Revista Ingeniería Energética. La Habana, Cuba: Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, 2010, vol. XXXI, No 3, p. 42-48.

[8] WANG, Zhuding, SHOKOOH, F y QIU, Jun. An efficient algorithm for assessing reliability indexes of general distribution systems. En: Power Systems, IEEE Transactions on. IEEE, 2002, volumen 17, p. 608-614.

[9] IEEE STANDARDS ASSOCIATION. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York, USA: IEEE, 2012, 31 p.

[10] GAMBA BUSTOS, Jeisson Camilo y RODRÍGUEZ VARGAS, Ángel David. Revisión de evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución y sus índices. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 24 p.

[11] BLACIO LOAIZA, Diego Armando y ZARUMA VILLAMARÍN, Jorge Luis. Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional Centrosur C.A. Cuenca, Ecuador: Universidad de Cuenca. Facultad de ingeniería. Escuela de eléctrica, 2012. 159 p.

[12] OPERATION TECHNOLOGY INC. ETAP Help Index. Irvine, California, USA: ETAP Version 6.0.0., 2007.

[13] OPERATION TECHNOLOGY INC. ETAP, “Distribution System Reliability Analysis” Internet: (https://www.youtube.com/watch?v=S70BIoEXLlk&feature=youtu.be).

[14] TRASHORRAS MONTECELOS, Jesús. Subestaciones eléctricas. Madrid, España: Ediciones Paraninfo, 2015. 388 p.

[15] PULGARÍN FLÓREZ, Carlos Andrés. Localización óptima de reconectadores basado en criterios de confiabilidad. Tesis para optar al título de magister en ingeniería eléctrica. Pereira, Risaralda, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingenierías. Maestría en ingeniería eléctrica, 2011. 46 p.

[16] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 119 (21, diciembre, 2007). Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá: CREG, 2007. 29 p.

[17] REVISTA ELECTRO INDUSTRIA. SCADA para redes de transmisión y distribución eléctrica: Facilitando el manejo del coloso eléctrico. Editora Microbyte Ltda: Santiago de Chile, abril, 2012, p. 56 - 60.

[18] BENALCÁZAR, Washington, ROBALINO, Roberto y ESPINOSA, Santiago. Estudio del sistema para la gestión de interrupciones OMS, en redes de distribución eléctrica y de los requerimientos para su implementación. En: Revista Ingenius. Quito, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana del Ecuador, Enero-Junio de 2013, No 9, p. 42 - 49.

[19] BANCO DE LA REPÚBLICA. “Indice de precios al consumidor (IPC)”. Internet: (http://www.banrep.gov.co/es/ipc).

[20] CENTELSA. Cables & tecnología. En: Boletín técnico. Abril, 2008, p. 29.

[21] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 179 (23, diciembre, 2014). 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”. Bogotá: CREG, 2014. 204 p.