

**ESTUDIO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION EN BAJA TENSION
CORRESPONDIENTE A ALGUNOS SECTORES DE LA SUBESTACION
CHAMBACU: CANAPOTE, DANIEL LEMAITRE, SATA RITA Y TORICES**

**MARTHA CECILIA OCHOA CAMARGO
ENDER ENRIQUE VASQUEZ DORADO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para opar el título de
Ingeniero Electricista**

**Director
ALFONSO ELJAIK CAPRE
Ingeniero Electricista**

**Asesor
JORGE E. DUQUE PARDO
Ingeniero Electricista**

**CORPORACION UNIVERSITARIA TECNOLOGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA
CARTAGENA**

1997

**ESTUDIO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION EN BAJA TENSION
CORRESPONDIENTE A ALGUNOS SECTORES DE LA SUBESTACION
CHAMBACU: CANAPOTE, DANIEL LEMAITRE, STA. RITA Y TORICES**

**MARTHA CECILIA OCHOA CAMARGO
ENDER ENRIQUE VASQUEZ DORADO**

**CORPORACION UNIVERSITARIA TECNOLOGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA
CARTAGENA**

1997

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Cartagena, Marzo de 1996

DEDICATORIA

- A mi madre, que es la persona a quien más quiero en el mundo, gracias por su amor y dedicación.
- A mis hermanos Fanny y Mauricio Ricardo.
- A William Cuadrado y Gisella Delgado, amigos irremplazables con quienes puedo contar en cualquier momento y lugar.
- A todos mis amigos, en especial a Néstor Alfonso, Stella, Amelia, Juanita, Moncho, Yolima, Fabi y Giovanni Ferrazzi.
- A las familias: Carrascal Peñaloza, Durier Padilla, Osma Larrota y Vásquez Dorado.
- A todos aquellos que han hecho parte de mi formación ética, moral y académica.

A todos ellos expreso mi sentimiento de gratitud y mi más sincero deseo para que el Todopoderoso llene sus vidas de éxito, paz y prosperidad.

Martha Cecilia

DEDICATORIA

- A mis padres Fulvia y Justo, de quienes siempre he recibido apoyo y amor.
- A todos mis hermanos, con su respaldo me han ayudado en los momentos difíciles de mi vida.
- A Madys, de quien he aprendido a valorar lo que soy.

A las familias Cantillo Pájaro, Vásquez Cáceres, Chaux Dorado y Martínez Arteaga.

CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| INTRODUCCION | |
| 1. ANTECEDENTES | 6 |
| 1.1 DESCRIPCION DE LAS REDES ACTUALES | 10 |
| 1.2 ESTADO DE REGULACION Y PERDIDAS DE LAS REDES ACTUALES | 13 |
| 2. COBERTURA DEL PROYECTO | 17 |
| 2.1 ESTUDIO DEL MERCADO | 18 |
| 2.2 TAMAÑO Y LOCALIZACION | 19 |
| 2.3 FUENTES PARA EL FINANCIAMIENTO | 20 |
| 3. INGENIERIA DEL PROYECTO | 21 |
| 3.1 GENERALIDADES | 22 |
| 3.1.1 Localización de postes | 23 |
| 3.1.2 Localización del transformador del sector | 23 |
| 3.1.3 Configuración de circuitos y voltajes | 23 |
| 3.2 FACTORES PARA EL DISEÑO ELECTRICO | 23 |
| 3.2.1 Demanda | 23 |
| 3.2.2 Demanda máxima de potencia | 23 |
| 3.2.3 Factor de diversidad | 24 |
| 3.2.4 Factor de potencia | 24 |
| 3.2.5 Regulación | 25 |
| 3.2.6 Tasa de crecimiento | 26 |
| 3.2.7 Período de proyección para redes y transformadores | 26 |
| 3.2.8 Cálculo del valor de pérdidas en circuitos secundarios | 27 |
| 3.2.9 Cálculo de la capacidad de los transformadores | 28 |
| 3.2.10 Cálculo tipo | 28 |
| 4. DISEÑO DE LAS NUEVAS REDES | 31 |
| 4.1 CALCULO DEL AHORRO DE ENERGIA | 33 |
| 5. PRESUPUESTO | 384 |
| 5.1 TIEMPO DE EJECUCION DE LA OBRA | 383 |

| | |
|---|-----|
| 6. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO | 388 |
| 6.1 VIABILIDAD TECNICA | 389 |
| 6.2 VIABILIDAD FINANCIERA | 391 |
| 6.2.1 Elaboración del flujo de efectivo del programa o proyecto | 392 |
| CONCLUSIONES | 397 |
| BIBLIOGRAFIA | 400 |
| ANEXOS | |

LISTA DE CUADROS

| | Página |
|------------------------------|--------|
| Cuadro 1. Transformador A1V | 34 |
| Cuadro 2. Transformador A2V | 35 |
| Cuadro 3 Transformador A3V | 36 |
| Cuadro 4 Transformador A4V | 37 |
| Cuadro 5 Transformador A5V | 38 |
| Cuadro 6 Transformador A6V | 39 |
| Cuadro 7 Transformador A7V | 40 |
| Cuadro 8 Transformador B1V | 41 |
| Cuadro 9 Transformador B2V | 42 |
| Cuadro 10 Transformador B3V | 43 |
| Cuadro 11 Transformador B4V | 44 |
| Cuadro 12 Transformador B5V | 45 |
| Cuadro 13 Transformador B6V | 46 |
| Cuadro 14 Transformador B7V | 47 |
| Cuadro 15 Transformador B8V | 48 |
| Cuadro 16 Transformador B9V | 49 |
| Cuadro 17 Transformador B10V | 50 |
| Cuadro 18 Transformador C1V | 51 |
| Cuadro 19 Transformador C2V | 52 |
| Cuadro 20 Transformador C3V | 53 |
| Cuadro 21 Transformador C4V | 54 |
| Cuadro 22 Transformador C5V | 55 |
| Cuadro 23 Transformador C6V | 56 |
| Cuadro 24 Transformador C7V | 57 |
| Cuadro 25 Transformador C8V | 58 |
| Cuadro 26 Transformador C9V | 59 |
| Cuadro 27 Transformador D1V | 60 |

| | |
|------------------------------|----|
| Cuadro 28 Transformador D2V | 61 |
| Cuadro 29 Transformador D3V | 62 |
| Cuadro 30 Transformador D4V | 63 |
| Cuadro 31 Transformador D5V | 64 |
| Cuadro 32 Transformador D6V | 65 |
| Cuadro 33 Transformador D7V | 66 |
| Cuadro 34 Transformador D8V | 67 |
| Cuadro 35 Transformador D9V | 69 |
| Cuadro 36 Transformador E1V | 70 |
| Cuadro 37 Transformador E2V | 71 |
| Cuadro 38 Transformador E3V | 72 |
| Cuadro 39 Transformador E4V | 73 |
| Cuadro 40 Transformador E5V | 74 |
| Cuadro 41 Transformador E6V | 75 |
| Cuadro 42 Transformador E7V | 76 |
| Cuadro 43 Transformador E8V | 77 |
| Cuadro 44 Transformador E9V | 79 |
| Cuadro 45 Transformador E10V | 80 |
| Cuadro 46 Transformador E11V | 81 |
| Cuadro 47 Transformador F1V | 82 |
| Cuadro 48 Transformador F2V | 84 |
| Cuadro 49 Transformador F3V | 85 |
| Cuadro 50 Transformador F4V | 86 |
| Cuadro 51 Transformador F5V | 87 |
| Cuadro 52 Transformador F6V | 88 |
| Cuadro 53 Transformador F7V | 89 |
| Cuadro 54 Transformador F8V | 90 |
| Cuadro 55 Transformador F9V | 91 |
| Cuadro 56 Transformador F10V | 92 |
| Cuadro 57 Transformador F11V | 93 |
| Cuadro 58 Transformador F12V | 94 |
| Cuadro 59 Transformador H1V | 95 |

| | |
|------------------------------|-----|
| Cuadro 60 Transformador H2V | 96 |
| Cuadro 61 Transformador H3V | 97 |
| Cuadro 62 Transformador I1V | 99 |
| Cuadro 63 Transformador I2V | 100 |
| Cuadro 64 Transformador I3V | 101 |
| Cuadro 65 Transformador I4V | 102 |
| Cuadro 66 Transformador I5V | 103 |
| Cuadro 67 Transformador J1V | 104 |
| Cuadro 68 Transformador J2V | 105 |
| Cuadro 69 Transformador J3V | 107 |
| Cuadro 70 Transformador J4V | 108 |
| Cuadro 71 Transformador M1V | 109 |
| Cuadro 72 Transformador M2V | 110 |
| Cuadro 73 Transformador M3V | 111 |
| Cuadro 74 Transformador M4V | 112 |
| Cuadro 75 Transformador M5V | 113 |
| Cuadro 76 Transformador M6V | 114 |
| Cuadro 77 Transformador M7V | 115 |
| Cuadro 78 Transformador A1R | 191 |
| Cuadro 79 Transformador A2R | 192 |
| Cuadro 80 Transformador A3R | 193 |
| Cuadro 81 Transformador A4 | 194 |
| Cuadro 82 Transformador A5R | 195 |
| Cuadro 83 Transformador A6 | 196 |
| Cuadro 84 Transformador A7N | 197 |
| Cuadro 85 Transformador A8R | 198 |
| Cuadro 86 Transformador A9R | 199 |
| Cuadro 87 Transformador A10R | 200 |
| Cuadro 88 Transformador A11N | 201 |
| Cuadro 89 Transformador A12N | 202 |
| Cuadro 90 Transformador B1R | 203 |
| Cuadro 91 Transformador B2R | 204 |

| | |
|-------------------------------|-----|
| Cuadro 92 Transformador B3N | 206 |
| Cuadro 93 Transformador B4R | 207 |
| Cuadro 94 Transformador B5AR | 208 |
| Cuadro 95 Transformador B5R | 209 |
| Cuadro 96 Transformador B6R | 210 |
| Cuadro 97 Transformador B7 | 211 |
| Cuadro 98 Transformador C1N | 212 |
| Cuadro 99 Transformador C2R | 213 |
| Cuadro 100 Transformador C3R | 214 |
| Cuadro 101 Transformador C4R | 215 |
| Cuadro 102 Transformador C5 | 216 |
| Cuadro 103 Transformador C6R | 217 |
| Cuadro 104 Transformador C7R | 218 |
| Cuadro 105 Transformador D1R | 219 |
| Cuadro 106 Transformador D2R | 220 |
| Cuadro 107 Transformador D3N | 221 |
| Cuadro 108 Transformador D4 | 223 |
| Cuadro 109 Transformador D5R | 224 |
| Cuadro 110 Transformador D6R | 225 |
| Cuadro 111 Transformador D7R | 226 |
| Cuadro 112 Transformador D8N | 227 |
| Cuadro 113 Transformador D9 | 228 |
| Cuadro 114 Transformador D10N | 229 |
| Cuadro 115 Transformador D11 | 230 |
| Cuadro 116 Transformador D12 | 231 |
| Cuadro 117 Transformador D13N | 232 |
| Cuadro 118 Transformador D14N | 233 |
| Cuadro 119 Transformador D15R | 234 |
| Cuadro 120 Transformador D16N | 235 |
| Cuadro 121 Transformador D17N | 236 |
| Cuadro 122 Transformador D18R | 237 |
| Cuadro 123 Transformador D19N | 238 |

| | |
|-------------------------------|-----|
| Cuadro 124 Transformador E1R | 239 |
| Cuadro 125 Transformador E2R | 240 |
| Cuadro 126 Transformador E3R | 241 |
| Cuadro 127 Transformador E4R | 242 |
| Cuadro 128 Transformador E5 | 243 |
| Cuadro 129 Transformador E6N | 244 |
| Cuadro 130 Transformador E7N | 245 |
| Cuadro 131 Transformador E8N | 246 |
| Cuadro 132 Transformador E9 | 247 |
| Cuadro 133 Transformador E10R | 248 |
| Cuadro 134 Transformador E11N | 249 |
| Cuadro 135 Transformador F1R | 250 |
| Cuadro 136 Transformador F2R | 251 |
| Cuadro 137 Transformador F3R | 252 |
| Cuadro 138 Transformador F4R | 253 |
| Cuadro 139 Transformador F5R | 254 |
| Cuadro 140 Transformador F6R | 256 |
| Cuadro 141 Transformador F7R | 257 |
| Cuadro 142 Transformador F8N | 258 |
| Cuadro 143 Transformador F9R | 259 |
| Cuadro 144 Transformador F11N | 260 |
| Cuadro 145 Transformador H1 | 261 |
| Cuadro 146 Transformador H2R | 262 |
| Cuadro 147 Transformador H3R | 263 |
| Cuadro 148 Transformador H4N | 264 |
| Cuadro 149 Transformador H5R | 265 |
| Cuadro 150 Transformador I1R | 266 |
| Cuadro 151 Transformador I2R | 268 |
| Cuadro 152 Transformador I3R | 269 |
| Cuadro 153 Transformador I4R | 270 |
| Cuadro 154 Transformador Y5 | 271 |
| Cuadro 155 Transformador I6R | 272 |

| | |
|--|-----|
| Cuadro 156 Transformador I7R | 273 |
| Cuadro 157 Transformador M1AR | 274 |
| Cuadro 158 Transformador M1BR | 275 |
| Cuadro 159 Transformador M1CR | 276 |
| Cuadro 160 Transformador M1DN | 278 |
| Cuadro 161 Transformador M2R | 279 |
| Cuadro 162 Transformador M3N | 280 |
| Cuadro 163 Transformador M4AR | 281 |
| Cuadro 164 Transformador M4BR | 282 |
| Cuadro 165 Transformador M5R | 283 |
| Cuadro 166 Transformador M6R | 284 |
| Cuadro 167 Transformador M7R | 285 |
| Cuadro 168 Transformadores a instalar | 377 |
| Cuadro 169 Pérdida de potencia en cada transformador de la red de distribución existente (Kw) | 380 |
| Cuadro 170 Pérdida de potencia en cada transformador de la nueva red de distribución (Kw) | 381 |
| Cuadro 171 Amortización de la deuda | 393 |

LISTA DE FIGURAS

| | Página |
|-------------------------------|--------|
| Figura 1. Transformador A1V | 116 |
| Figura 2. Transformador A2V | 117 |
| Figura 3 Transformador A3V | 118 |
| Figura 4. Transformador A4V | 119 |
| Figura 5. Transformador A5V | 120 |
| Figura 6. Transformador A6V | 121 |
| Figura 7. Transformador A7V | 122 |
| Figura 8. Transformador B1V | 123 |
| Figura 9. Transformador B2V | 124 |
| Figura 10. Transformador B3V | 125 |
| Figura 11. Transformador B4V | 126 |
| Figura 12. Transformador B5V | 127 |
| Figura 13. Transformador B6V | 128 |
| Figura 14. Transformador B7V | 129 |
| Figura 15. Transformador B8V | 130 |
| Figura 16. Transformador B9V | 131 |
| Figura 17. Transformador B10V | 132 |
| Figura 18. Transformador C1V | 133 |
| Figura 19. Transformador C2V | 134 |
| Figura 20. Transformador C3V | 135 |
| Figura 21. Transformador C4V | 136 |
| Figura 22. Transformador C5V | 137 |
| Figura 23. Transformador C6V | 138 |
| Figura 24. Transformador C7V | 139 |
| Figura 25. Transformador C8V | 140 |
| Figura 26. Transformador C9V | 141 |
| Figura 27. Transformador D1V | 142 |

| | |
|-------------------------------|-----|
| Figura 28. Transformador D2V | 143 |
| Figura 29. Transformador D3V | 144 |
| Figura 30. Transformador D4V | 145 |
| Figura 31. Transformador D5V | 146 |
| Figura 32. Transformador D6V | 147 |
| Figura 33. Transformador D7V | 148 |
| Figura 34. Transformador D8V | 149 |
| Figura 35. Transformador D9V | 150 |
| Figura 36. Transformador e1V | 151 |
| Figura 37. Transformador E2V | 152 |
| Figura 38. Transformador E3V | 153 |
| Figura 39. Transformador E4V | 154 |
| Figura 40. Transformador E5V | 155 |
| Figura 41. Transformador E6V | 156 |
| Figura 42. Transformador E7V | 157 |
| Figura 43. Transformador E8V | 158 |
| Figura 44. Transformador E9V | 159 |
| Figura 45. Transformador E10V | 160 |
| Figura 46. Transformador E11V | 161 |
| Figura 47. Transformador F1V | 162 |
| Figura 48. Transformador F2V | 163 |
| Figura 49. Transformador F3V | 164 |
| Figura 50. Transformador F4V | 165 |
| Figura 51. Transformador F5V | 166 |
| Figura 52. Transformador F6V | 167 |
| Figura 53. Transformador F7V | 168 |
| Figura 54. Transformador F8V | 169 |
| Figura 55. Transformador F9V | 170 |
| Figura 56. Transformador F10V | 171 |
| Figura 57. Transformador F11V | 172 |
| Figura 58. Transformador F12V | 173 |
| Figura 59. TransformadorH1V | 174 |

| | |
|-------------------------------|-----|
| Figura 60. Transformador H2V | 175 |
| Figura 61. Transformador H3V | 176 |
| Figura 62. Transformador I1V | 177 |
| Figura 63. Transformador I2V | 178 |
| Figura 64. Transformador I3V | 179 |
| Figura 65. Transformador I4V | 180 |
| Figura 66. Transformador I5V | 181 |
| Figura 67. Transformador J1V | 182 |
| Figura 68. Transformador J2V | 183 |
| Figura 69. Transformador J3V | 184 |
| Figura 70. Transformador J4V | 185 |
| Figura 71. Transformador M1V | 186 |
| Figura 72. Transformador M2V | 187 |
| Figura 73. Transformador M3V | 188 |
| Figura 74. Transformador M4V | 189 |
| Figura 75. Transformador M5V | 190 |
| Figura 76. Transformador M6V | 191 |
| Figura 77. Transformador M7V | 286 |
| Figura 78. Transformador A1R | 287 |
| Figura 79. Transformador A2R | 288 |
| Figura 80. Transformador A3R | 289 |
| Figura 81. Transformador A4 | 290 |
| Figura 82. Transformador A5R | 291 |
| Figura 83. Transformador A6 | 292 |
| Figura 84. Transformador A7N | 293 |
| Figura 85. Transformador A8R | 294 |
| Figura 86. Transformador A9R | 295 |
| Figura 87. Transformador A10R | 296 |
| Figura 88. Transformador A11N | 297 |
| Figura 89. Transformador A12N | 298 |
| Figura 90. Transformador B1R | 299 |
| Figura 91. Transformador B2R | 300 |

| | |
|-------------------------------|-----|
| Figura 92. Transformador B3N | 301 |
| Figura 93. Transformador B4R | 302 |
| Figura 94. Transformador B5AR | 303 |
| Figura 95. Transformador B5R | 304 |
| Figura 96. Transformador B6R | 305 |
| Figura 97. Transformador B7 | 306 |
| Figura 98. Transformador C1N | 307 |
| Figura 99. Transformador C2R | 308 |
| Figura 100 Transformador C3R | 309 |
| Figura 101 Transformador C4R | 310 |
| Figura 102 Transformador C5 | 311 |
| Figura 103 Transformador C6R | 312 |
| Figura 104 Transformador C7R | 313 |
| Figura 105 Transformador D1R | 314 |
| Figura 106 Transformador D2R | 315 |
| Figura 107 Transformador D3N | 316 |
| Figura 108 Transformador D4 | 317 |
| Figura 109 Transformador D5R | 318 |
| Figura 110 Transformador D6R | 319 |
| Figura 111 Transformador D7R | 320 |
| Figura 112 Transformador D8N | 321 |
| Figura 113 Transformador D9 | 322 |
| Figura 114 Transformador D10N | 323 |
| Figura 115 Transformador D11 | 324 |
| Figura 116 Transformador D12 | 325 |
| Figura 117 Transformador D13N | 326 |
| Figura 118 Transformador D14N | 327 |
| Figura 119 Transformador D15R | 328 |
| Figura 120 Transformador D16N | 329 |
| Figura 121 Transformador D17N | 330 |
| Figura 122 Transformador D18R | 331 |
| Figura 123 Transformador D19N | 332 |

| | |
|-------------------------------|-----|
| Figura 124 Transformador E1R | 333 |
| Figura 125 Transformador E2R | 334 |
| Figura 126 Transformador E3R | 335 |
| Figura 127 Transformador E4R | 336 |
| Figura 128 Transformador E5 | 337 |
| Figura 129 Transformador E6N | 338 |
| Figura 130 Transformador E7N | 339 |
| Figura 131 Transformador E8N | 340 |
| Figura 132 Transformador E | 341 |
| Figura 132 Transformador E10R | 342 |
| Figura 133 Transformador E11N | 343 |
| Figura 134 Transformador F1R | 344 |
| Figura 135 Transformador F2R | 345 |
| Figura 136 Transformador F3R | 346 |
| Figura 137 Transformador F4R | 347 |
| Figura 138 Transformador F5R | 348 |
| Figura 139 Transformador F6R | 349 |
| Figura 140 Transformador F7R | 350 |
| Figura 141 Transformador F8N | 351 |
| Figura 142 Transformador F9R | 352 |
| Figura 143 Transformador F11N | 353 |
| Figura 144 Transformador H1 | 354 |
| Figura 145 Transformador H2R | 355 |
| Figura 146 Transformador H3R | 356 |
| Figura 147 Transformador H4N | 357 |
| Figura 148 Transformador H5R | 358 |
| Figura 149 Transformador I1R | 359 |
| Figura 150 Transformador I2R | 360 |
| Figura 151 Transformador I3R | 361 |
| Figura 152 Transformador I4R | 362 |
| Figura 153 Transformador Y5 | 363 |
| Figura 154 Transformador I6R | 364 |

| | |
|-------------------------------|-----|
| Figura 155 Transformador I7R | 365 |
| Figura 156 Transformador MIAR | 366 |
| Figura 157 Transformador M1BR | 367 |
| Figura 158 Transformador M1CR | 378 |
| Figura 159 Transformador M1DN | 379 |
| Figura 160 Transformador M2R | 380 |
| Figura 161 Transformador M3N | 381 |
| Figura 162 Transformador M4AR | 382 |
| Figura 163 Transformador M4BR | 383 |
| Figura 164 Transformador M5R | 384 |
| Figura 165 Transformador M6R | 385 |
| Figura 166 Transformador M7R | 386 |
| Figura 167 Transformador M8N | |

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Promedio C

]

dd;sd'x;.liide consumo de energía por estrato

Anexo B. Factor de diversidad para redes de distribución en
Cartagena - zona baja

Anexo C. Factor de potencia para los circuitos dependientes de la
subestación Chambacú

Anexo D. Formato para tabulación cálculo de circuitos secundarios

Anexo E. Características de los conductores de cobre y ACSR

Anexo F. Constante K de los conductores de cobre

Anexo G. Constante K de los conductores ACSR

Anexo H. Valor materiales eléctricos

Anexo J. Valores de mano de obra para ejecución de obra eléctrica

Anexo K. Condiciones para la financiación de proyectos por parte de la FEN

Anexo L. Tasas de interés

Anexo M. Valor de compra del KW-H durante el año 1996

Anexo N. Tasa de incremento del valor de compra del KWH de energía

Anexo Ñ. Valor de venta del KWH de energía

RESUMEN

La Electrificadora de Bolívar S.A. necesita modificar cuanto antes el sistema de distribución en media y baja tensión en muchos sectores de la ciudad, puesto que debido al estado de las redes, ha desmejorado la calidad del servicio prestado y las pérdidas de energía por efecto Joule cada día son más grandes.

La Empresa Electrificadora ha decidido remodelar sus sistemas de distribución, empezando por los sectores que se encuentran más afectados en cuanto a calidad del servicio, que a su vez son los que presentan altas pérdidas técnicas (los Ingenieros de Electribol llegan a esa conclusión basados en los reportes del departamento de estadística de la Empresa).

Para obtener información acerca de las redes eléctricas existentes se recurrió al banco de datos de Electribol, y se visitó el área donde se va a desarrollar el proyecto. Algunos planos referentes al loteo de los sectores en estudio se obtuvieron del banco de planos del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Basados en las normas y factores para diseño eléctrico tanto del ICEL como de Electribol, y aplicando las fórmulas y conceptos para el cálculo de redes de distribución adquiridos en la Universidad, se obtuvieron los resultados que muestran los cuadros titulados Cálculo de circuitos secundarios; en éstos aparecen los valores de regulación, pérdidas por efecto Joule, momento eléctrico, número de usuarios por nodo, demanda máxima diversificada y proyectada a 15 años, e interdistancia entre nodos.

Los sectores en estudio están alimentados por la subestación Chambacú, la instalación de las líneas de media tensión es aérea, configuración radial,

Se considera que este proyecto no se expresa en términos monetarios sino en necesidades sociales ya que el precio de venta del kwh es menor que el precio de compra, puesto que el mercado está comprendido por usuarios clasificados dentro del estrato bajo, y para el mismo existen subsidios gubernamentales, los cuales en muchas ocasiones no llegan en el momento en que se requiere, o, definitivamente no llegan.

Se debe tener en cuenta que en las prioridades de inversión pueden influir planteamientos relacionados con la necesidad de dar mejor cohesión social y administrativa a una determinada región. De todas maneras la ejecución del proyecto traerá beneficios a la Electrificadora de Bolívar puesto que se han de reducir las pérdidas técnicas en un 57.53%, los reclamos por deficiencia en el servicio y los gastos de mantenimiento serán menores, y, se eliminará gran parte de usuarios ilegales (pasarán a ser legales).

Debido a que la Empresa no cuenta con un medio para conocer detalladamente cuáles y a cuánto equivalen los gastos operativos y de mantenimiento de sus diferentes áreas (generación, comercialización y distribución), dentro del análisis económico sólo se ha hecho énfasis en las cuotas de amortización de la deuda y tiempo de recuperación de la inversión, teniendo en cuenta que el dinero requerido para ejecutar el proyecto se obtendrá de un diligenciado ante la Financiera Eléctrica Nacional FEN, y que dicho préstamo será amortizado únicamente con los dineros ahorrados por disminución de pérdidas técnicas, lo cual no significa que no se puedan analizar otras opciones.

INTRODUCCION

Un sistema de potencia se diseña con el objeto de generar, transmitir y distribuir energía; como elementos que enlazan productores y usuarios, cualquier interrupción o situación que menoscabe el estado de una línea de una red, incide directamente en la alimentación de energía de una parte más o menos importante de consumidores. El objeto primordial de la explotación de las redes eléctricas es asegurar la energía a los consumidores, en todo tiempo y sin interrupción.

El servicio en las redes de distribución puede verse afectado por múltiples causas entre las cuales se pueden mencionar las siguientes: perforaciones en los aislantes producidas por el inevitable envejecimiento; la influencia de animales como pájaros y roedores para líneas aéreas y subterráneas respectivamente; aisladores manchados en las regiones brumosas, húmedas o costeras; sobrecargas térmicas, las cuales proceden de causas externas al cable, generalmente se deben a la conexión de un número inadmisibles de abonados.

También debe tenerse en cuenta que la caída de tensión que se presenta en todo sistema de transporte y distribución eléctrica ocasiona visible variación de la tensión en los bornes de los aparatos receptores, afectando seriamente su buen funcionamiento.

Actualmente en muchos sectores de la ciudad de Cartagena se vienen presentando deficiencias en la prestación del servicio de energía eléctrica por parte de la Electrificadora de Bolívar, puesto que las redes que alimentan dichos sectores ya han sobrepasado considerablemente la vida útil para la cual fueron diseñadas y por tanto su estado de deterioro es notable; por otra parte, debido al crecimiento indiscriminado del número de usuarios causados no sólo por el crecimiento normal de la población sino por los asentamientos de invasores, se encuentran tramos excesivamente largos, centros de carga mal ubicados,

transformadores sobrecargados o subutilizados, y conductores sobrecargados y deteriorados.

Por los factores mencionados anteriormente, el usuario debe soportar continuas fallas en el suministro de energía y las pérdidas por efecto Joule son bastante elevadas traduciéndose en altos costos económicos para la empresa de energía, muy difíciles de solventar.

La Electrificadora de Bolívar está seriamente interesada en remediar esta situación y ha decidido tomar medidas que en el corto plazo sean solución a los problemas planteados. Uno de los primeros pasos a seguir es el replanteo de las líneas de subtransmisión y distribución de los sectores más críticos en cuanto a funcionamiento y pérdidas técnicas en la ciudad de Cartagena.

El presente trabajo está encaminado al estudio de las redes de distribución en baja tensión de los barrios Canapote, Daniel Lemaitre, Sta. Rita y Torices; se habla sólo de las redes en baja tensión ya que las líneas de media tensión de estos sectores están siendo estudiadas por los Ingenieros de Electribol.

Para la realización del presente trabajo se procedió primero a la recolección de información, parte de la cual se obtuvo del banco de datos de Electribol, otra parte de los mismos barrios en estudio, ya que los autores del presente trabajo se desplazaron hasta allí para realizar el levantamiento de las redes de distribución; se procedió a tabular toda la información, realización de cálculos eléctricos para obtener los resultados de regulación y pérdidas de potencia de las redes actuales; luego se hizo el diseño de las nuevas redes que cumplan con las normas del ICEL y la Electrificadora de Bolívar S.A.

Por último se procede a elaborar el presupuesto y análisis financiero de los costos económicos que acarrea la ejecución de dicho diseño con el cual la Empresa podrá prestar el servicio público de energía dentro de los parámetros de

rentabilidad, competitividad y eficiencia, facilitando así el desarrollo económico y social de los sectores en estudio.

1. ANTECEDENTES

1.1 DESCRIPCION DE LAS REDES ACTUALES

Como ya se explicó en la introducción, este trabajo surgió a raíz de la necesidad que tiene la Empresa de Energía de mejorar el servicio prestado a los usuarios de los barrios Torices, Daniel Lemaitre, Sta. Rita y Canapote; a la vez de disminuir significativamente las pérdidas técnicas que presentan dichos sectores.

Con base en la información de campo recolectada por los autores del presente trabajo, y en información obtenida del banco de datos de Electribol, se hizo un levantamiento de las redes de distribución de los barrios mencionados antes.

Se pudo observar que existen muchos usuarios que obtienen el servicio en forma ilegal, la mayoría de ellos han sido invasores de esos terrenos, lo cual sumado al crecimiento del número de usuarios en forma desordenada, sin planeación alguna hace que los circuitos actuales estén completamente desconfigurados, con centros de carga polarizados en cuanto a su localización, caídas de tensión descomunales y pérdidas de potencia inaceptables.

Existe un buen número de transformadores relativamente nuevos y conductores en avanzado estado de deterioro; debido a que los transformadores que existían según diseño inicial han ido fallando ante todo por sobrecarga, acude la cuadrilla de daños por emergencia y la solución más pronta es instalar uno nuevo mientras que los conductores siguen siendo los mismos.

Existen también postes ubicados en esquinas a menos de tres metros del andén lo cual no está permitido por las normas del ICE y de Electrizo. En cuanto a los herrajes, se debe hacer cambio de todos los existentes puesto que debido a

factores ambientales estos se encuentran bastante deteriorados; dichos herrajes son de hierro galvanizado.

Vale la pena decir que gracias a que la capacidad de conducción del cobre es tan buena, las pérdidas de potencia no son tan excesivas si se analiza el estado actual de deterioro de las redes; desafortunadamente debido al costo tan alto de los conductores de cobre y a que son objeto de robo aun después de estar instalados y en funcionamiento, la Electrificadora ha tomado la determinación de construir sus redes de distribución en baja tensión con conductores ACSR/AS, los cuales son más económicos, y se puede obtener la misma capacidad de conducción utilizando calibres mayores, lo cual no representa inconveniente puesto que son más livianos que los de cobre y están exentos de ser robados.

Algo importante de anotar es la cantidad de daños por emergencia que se presentan en las redes estudiadas, basados en los informes de “atención de daños por emergencia” correspondientes a varios meses del año 1996, suministrados a los autores del presente trabajo por funcionarios del Centro de Control de Electribol, los cuales no se han anexado por su gran volumen, se ha concluído que mensualmente se presentan en promedio 72 llamadas a daños por emergencia, los cuales casi siempre consisten en conductores reventados, acometidas flojas y transformadores quemados.

1.2 ESTADO ACTUAL DE REGULACION Y PERDIDAS DE POTENCIA

Posteriormente, en el capítulo 3 se muestran los factores y fórmulas que se tuvieron en cuenta para realizar los cálculos eléctricos de los cuales se desprenden los resultados que muestran los cuadros No.1 al No.76. En los gráficos de igual numeración se detalla la configuración actual de las redes. A simple vista se puede observar el estado de desequilibrio de los centro de carga, las pérdidas de potencia, transformadores sobrecargados o subutilizados, tramos excesivamente largos, caídas de tensión altísimas, y transformadores en paralelo lo cual aumenta las pérdidas de potencia.

Lo anterior sin tener en cuenta la carga de alumbrado público, pues se consideró que es suficiente analizar los circuitos actuales teniendo en cuenta solamente la demanda por usuario, ya que existen muchos sectores donde el servicio de alumbrado público es precario, además esa carga no es muy significativa frente a la potencia demandada por los usuarios.

2. COBERTURA DEL PROYECTO

2.1 ESTUDIO DEL MERCADO

Aunque actualmente la Electrificadora no cuenta con un mecanismo para determinar las pérdidas reales (tanto técnicas como negras), ya se están estudiando medidas para actualizar la información respectiva y realizar el debido control sobre sus redes de transmisión y distribución; por el momento, la forma en que los Ingenieros estiman cuáles son los sectores que presentan mayores pérdidas técnicas, se basa en la antigüedad de las mismas y la cantidad de fallas que presentan por sobrecarga; ésta última información la obtienen del departamento de estadística de la empresa puesto que allí se procesan los reportes que entregan las áreas de mantenimiento y atención de daños por emergencia.

De lo anterior se desprende el hecho de que la Electrificadora de Bolívar está enterada de cuáles son los sectores que necesitan de mayor atención para poder cumplir a cabalidad con su objetivo, cual es la prestación de un servicio público con eficiencia y eficacia, y por tanto ha decidido iniciar el mejoramiento de las redes de distribución en baja tensión de los barrios Canapote, Daniel Lemaitre, Sta. Rita y Torices. En esos barrios hay 3924 viviendas clasificadas según el “Plan de Desarrollo del Municipio de Cartagena 1978-1990” dentro del estrato socioeconómico “**bajo**”.

Para el estrato bajo, la Electrificadora ha estipulado que la demanda máxima por usuario proyectada a 15 años es de 2.95 KVA; para una tasa de crecimiento del 3% anual; sistema monofásico trifilar; nivel de voltaje 240/120 V; 60 Hz; consumo promedio por usuario 246 Kwh, según lo muestra el anexo A.

2.2 TAMAÑO Y LOCALIZACION

Las redes diseñadas deberán estar en capacidad de distribuir la potencia eléctrica que demanden los usuarios en el presente y con una proyección de 15 años, para un crecimiento del 3% anual, de tal manera que presten el servicio durante toda su vida útil, dentro de los límites de confiabilidad y calidad apropiados, a todos los usuarios ubicados en los barrios Torices, Daniel Lemaitre, Sta. Rita y Canapote.

2.3 FUENTES PARA EL FINANCIAMIENTO

Los proyectos del sector público se financian con los saldos positivos de la cuenta corriente de este sector y con los préstamos obtenidos del sector privado local o de fuentes externas. Como el superávit proviene esencialmente de impuestos pagados por la comunidad, la formación de ese ahorro se logra principalmente a través del sistema impositivo. Naturalmente, la asignación de fondos para inversiones específicas será resuelta por decisión gubernamental, y dichas inversiones se podrán realizar a través de entidades fiscales o semifiscales. Así pues, el problema de obtener y asignar recursos para proyectos del sector público está estrechamente ligado con la política fiscal y con las finalidades del programa.

Las tarifas por servicios de utilidad pública suelen constituir un buen mecanismo de captación de fondos para inversión, y la decisión de emplearlos en esta forma constituye en el fondo un problema de política fiscal. Parte o la totalidad de la inversión que el proyecto requiere se puede financiar mediante créditos internos o externos a corto o largo plazo¹. Es evidente que la solución que haya de adoptarse respecto a si conviene financiar un proyecto con aportes fiscales provenientes del superávit en cuenta corriente o con préstamos, aumento de tarifas u otras medidas, dependerá de las condiciones institucionales vigentes y de la política fiscal que se desee seguir.

¹ Créditos directos de proveedores o del sistema bancario, colocación de bonos u otros procedimientos y soluciones mixtas.

El presente estudio analiza el financiamiento del proyecto haciendo el supuesto de que los recursos para tal fin provendrán totalmente de un crédito otorgado por la FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL S.A.- FEN, que es el organismo financiero y crediticio del sector eléctrico.

3. INGENIERIA DEL PROYECTO

Basados en las normas del ICEL, Electrificadora de Bolívar, y en los criterios de ingeniería para el diseño de redes de distribución en baja tensión, los siguientes serán los parámetros a seguir para realizar los cálculos de las redes objeto de estudio de en este trabajo.

3.1 GENERALIDADES

3.1.1 Localización de postes. El vano máximo entre postes secundarios y primarios es de 35 a 40 mts y 70 a 80 mts. respectivamente, con un número máximo de acometidas por postes de nueve. Los postes utilizados serán:

| | | |
|-----------------|----------------|-----------------------|
| Red primaria | Red secundaria | Montaje transformador |
| 12mt. - 510 Kg. | 8mt. - 510 Kg. | 12mt. - 510 Kg. |

La nomenclatura utilizada es la siguiente:

| Tensión/poste | Terminal | Alineamiento | Angulo |
|---------------|----------|--------------|--------|
| Alta | 610B | 611C | 612D |
| Baja | 610 | 611 | 612 |

3.1.2 Localización del transformador del sector. Los transformadores se ubicarán en el centro de carga de cada área, tratando de que coincidan con el centro geométrico y de que tengan el mayor número de usuarios.

3.1.3 Configuración de circuitos y voltajes. Se utilizará el sistema radial, en el cual los alimentadores secundarios se llevan desde el transformador de distribución hasta la acometida del último consumidor, alimentando otras cargas a lo largo de su recorrido. Para red primaria se utiliza el voltaje 13.8 KV, tanto para tramos trifásicos como para tramos monofásicos. La red secundaria será a cuatro

hilos: neutro, conductor de alumbrado público y dos fases. La relación de voltaje en este caso es 240/120 V en vacío.

3.2 FACTORES PARA EL DISEÑO ELECTRICO

3.2.1 Demanda o carga conectada de un sistema o parte de un sistema, se expresa en términos de potencia, y es la suma de todas las cargas parciales que pueden ser demandadas y que, como su nombre lo indica, están conectadas a la red de manera que pueden establecer una demanda en cualquier momento.

3.2.2 Demanda máxima de potencia o punta de carga de una instalación o un sistema, es la mayor de todas las demandas que pueden ocurrir durante un período de tiempo dado dentro de un intervalo. Para este diseño se considera que la demanda máxima por usuario proyectada a 15 años es **2.95 KVA²**.

3.2.3 Factor de diversidad es la razón entre la suma de las demandas máximas parciales y la demanda máxima total durante un intervalo de tiempo dado. El Anexo B muestra los factores de diversidad para el estrato bajo³.

3.2.4 Factor de potencia El factor de potencia del consumo tiene una interpretación estrictamente técnica, e indica el retraso angular existente entre la tensión y la corriente, pero puede tener una incidencia económica importante.

En los sistemas de corriente alterna, se distingue entre la potencia nominal expresada en KVA, y la potencia efectiva, que es la que resulta aprovechable en la producción de trabajo mecánico y se expresa en KW. La cuantía de la potencia efectiva es igual al producto de la potencia nominal por el factor llamado de potencia, cuyo valor máximo es la unidad, esto significa que cuanto mayor sea el factor de potencia, mayor será el porcentaje aprovechado de la potencia nominal.

² Información obtenida del banco de datos de Electribol

³ Información obtenida del banco de datos de Electribol

En el Anexo C, se muestra el factor de potencia de los circuitos pertenecientes a la subestación Chambacú durante todas las 24 horas de un día determinado, promediando se puede decir que el factor de potencia para el cálculo de estas redes es . **0.9**. Para alumbrado público igual⁴.

3.2.5 Regulación. O caída de tensión, o pérdida de tensión relativa, es el porcentaje de aumento de la tensión de llegada de un circuito cuando se desconecta la carga plena, permaneciendo constante la tensión de envío y estando referido a ese porcentaje de aumento a la tensión del receptor a plena carga. La máxima regulación permitida para redes de distribución en baja tensión es del **5%**.

3.2.6 Tasa de crecimiento de la demanda. El crecimiento de la demanda se ha estipulado en un **3%**.

3.2.7 Período de proyección para redes y transformadores. Cuando se realiza el diseño de una red de distribución, se toma una base de 15 años durante los cuales los elementos mencionados prestarán eficientemente un servicio garantizando la confiabilidad del mismo. Igualmente los transformadores se diseñan para que presten su servicio en forma eficiente y con la idea de que el aumento mínimo de la carga no afectará el normal funcionamiento del sistema, pueden ser proyectados a 15 o a 8 años, en este caso se tomó 15 años.

3.2.8 Cálculo del valor de pérdidas en circuitos secundarios.

$$\text{Demcal} = \text{Dmax} \cdot \text{NU} / \text{FD}$$

$$\text{M} = \text{Demcal} \cdot \text{L}$$

$$\text{I} = \text{Demcal} / \text{V}$$

$$\text{CV} = \text{K} \cdot \text{M}$$

$$\text{Per} = \text{R} \cdot \text{L} \cdot \text{I}^2 \cdot \text{Número de conductores} \cdot 0.001$$

Donde:

⁴ Información obtenida del banco de datos de Electribol

- Demcal: demanda máxima diversificada y proyectada a 15 años (kva)
- Dmax: demanda base según estrato proyectada a 15 años
- FD: factor de diversidad
- NU: número de usuarios
- M: momento eléctrico (kva-mt.)
- L: longitud (mt.)
- K: constante del conductor para el cálculo de regulación (%kva*km.)
- CV: regulación (%)
- Per: pérdidas de potencia (kw)
- R: resistencia del conductor (ohm/km)

3.2.9 Cálculo de la capacidad de los transformadores. Como ya se dijo, los transformadores se diseñarán empleando la carga proyectada y diversificada a 15 años.

$$KVA = Demcal + KVA \text{ (alumbrado público)}$$

La capacidad nominal del transformador en kva se escoge de las capacidades normalizadas más o menos el 20%.

3.2.10 Cálculo tipo. Para el transformador A1R, cuyo cuadro de cálculo de regulación y pérdidas se encuentra en la página 191.

| Tramo | Longitud | Usuarios propios | Usuarios de cálculo | F. diversidad |
|-------|----------|------------------|---------------------|---------------|
| 00-01 | 41mts. | 5 | 18 | 2.083 |

$$\text{Demanda de cálculo: } (18\text{usuarios} \times 2.95\text{kva}) / 2.083 = 25.492 \text{ kva}$$

Momento eléctrico (M): Demanda de cálculo x longitud

$$M = 25.492\text{kva} \times 41\text{mts.} = 1,045.18 \text{ kva-m.}$$

$$\text{Corriente I: } I = \text{Demanda de cálculo} / \text{voltaje} = 25.492\text{kva} / 240\text{v.}$$

$$I = 106.2 \text{ Amperios}$$

El calibre mínimo permitido por Electribol para fases en redes de distribución es el número 2, el cual soporta 180 amperios, cuya constante k del anexo G, se sabe que es $3.86 \%kva \cdot km$.

Regulación = $K \cdot M = 3.86 \cdot 1045.18 / 1000 = 4.034\%$, es demasiado alta, entonces se prueba con un conductor mayor.

Para calibre 1/0 AACSR/AS, $K = 2.745 \%kva \cdot km$.

Regulación = $2.745 \cdot 1045.18 / 1000 = 2.869\%$ aproximadamente 2.87%

Pérdida de potencia: Resistencia del conductor * longitud * (corriente)² * número de conductores * 0.001.

Del anexo G se conoce que la resistencia del conductor 1/0 a 50C es 0.696 ohm/km.

Pérdida de potencia = $0.696 \cdot 41 \cdot (106.2)^2 \cdot 2 \cdot 0.001 = 0.64368$ aproximadamente 0.64 kw.

4. DISEÑO DE LAS NUEVAS REDES

Con base en los factores y fórmulas expresados en el capítulo 3, se hicieron los cálculos respectivos para determinar el calibre y potencia de conductores y transformadores respectivamente que conformarán las nuevas redes de distribución en baja tensión para los barrios Torices, Santa Rita, Canapote y Daniel Lemaitre.

Es necesario anotar que el diseño se realizó teniendo en cuenta que se debe reutilizar tanto transformadores como estructuras que se encuentren en buen estado; se observa entonces que en la nomenclatura utilizada para designar transformadores se utiliza la letra N o la letra R, lo cual indica que el transformador es nuevo o reubicado respectivamente; igual sucede con los postes.

El anexo D enseña el formato usado por Electribol para tabular los resultados obtenidos de los cálculos eléctricos para redes en baja tensión. En los cuadros 77 al 167, y las figuras 77 a la 167 se encuentran los resultados obtenidos para regulación y pérdidas de potencia, y la nueva configuración de los circuitos respectivamente.

Los anexos E y F, muestran los valores de resistencia, y constante K empleados en los cálculos. Respecto a los conductores estos son ACSR/AS, siete hilos, desnudo, las características de los mismos se presentan en el anexo G; su distribución es de la siguiente manera:

N -----
A.P. -----
F -----
F -----

Los resultados del cuadro 168 muestran que la potencia de los transformadores en su mayoría está por encima de la potencia requerida para alimentara usuarios y alumbrado público (demanda proyectada y diversificada); se decidió hacerlo así porque la realidad ha demostrado que a la actualización de la infraestructura requerida para la prestación de servicios públicos no se le presta la atención que se debiera, y es por eso que se observan no sólo redes eléctricas sino también de alcantarillado, acueducto, etc., que ya han sobrepasado en demasía la vida útil para la cual fueron diseñadas; por tanto no es exagerado aventurarse a anotar que tal vez transcurran mínimo 20 años para que la empresa vuelva a realizar un proyecto semejante en esos sectores; aparte de que allí aun hay muchísimos espacios baldíos y el crecimiento de abonados seguirá siendo como hasta ahora en forma desordenada y sin planificación alguna.

Respecto a los conductores, los cuadros 77 al 167 muestran que para una proyección de 15 años dichos conductores están en capacidad de distribuir la potencia sin que se presenten problemas de regulación ni de sobrecarga; y muy seguramente prestarán por muchos años más un servicio eficiente.

Los cuadros 169 y 170 muestran las pérdidas de potencia por efecto Joule que se presentan tanto en las redes actuales como en las diseñadas en este trabajo.

4.1 CALCULO DEL AHORRO DE ENERGIA

De los cuadros 169 y 170 se conocen las pérdidas de potencia que se ocasionarán tanto en las redes actuales como en las nuevas, teniendo en cuenta que la demanda utilizada ya está proyectada y diversificada a 15 años; por lo tanto se puede conocer la potencia que dejará de perderse por efecto Joule.

Pérdidas en redes actuales - pérdidas en redes nuevas = disminución de pérdidas

Pérdidas en la red existente: 355.28 kw.

Pérdidas en la red replanteada: 127.55 kw.

Disminución de pérdidas = $(355.28 - 127.55)\text{Kw.} = 227.73 \text{ Kw.}$

Ahorro de energía = $227.73 \text{ Kw} * 8640 \text{ h-año} / 1.5 = 1'311,724.8 \text{ Kw-h-año}$

4.2. POTENCIA A INSTALAR

Se deberá disponer de 5,887.5 KVA, de los cuales solamente hay instalados 4,810 KVA, por tanto se debe instalar una potencia adicional de 1,077.5 KVA.

5. PRESUPUESTO

Con base en el diseño eléctrico se sacó las cantidades de obra; los anexos H y J muestran los valores de materiales y mano de obra utilizados por la Electrificadora de Bolívar; esos valores están sujetos a incrementos que son los decretados por el gobierno.

El cuadro Presupuesto redes eléctricas nuevas, presenta el valor total que tiene la ejecución del proyecto; cabe anotar que tanto los precios de materiales, mano de obra y AIU, están estrictamente ceñidos a los usados por Electribol, y puesto que es muy posible que esta obra sea subcontratada por la Empresa con Ingenieros particulares, es fácil comprender que necesariamente habrá discrepancias con las propuestas que presenten las firmas interesadas en la ejecución de la obra.

5.1 TIEMPO DE EJECUCION DE LA OBRA

Basados en la experiencia de los Ingenieros de Electribol en la ejecución de obras similares, se calcula que la ejecución de este proyecto que comprende 2.53 km. de red de media tensión, 28.56 km. de red en baja tensión, y 90 transformadores, con todas las actividades que implica el desmontaje de la red actual y el posterior montaje de la red diseñada, puede demorar de 5 a 6 meses, sin tener en cuenta posibles percances que puedan presentarse y causar demora en los trabajos.

6. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

Como ya se dijo, el problema de obtener y asignar recursos para proyectos del sector público está estrechamente ligado con la política fiscal y con las finalidades del programa, por tanto las consideraciones de naturaleza política suelen desempeñar un papel decisivo en las prioridades de la inversión, así como en éstas últimas pueden influir planteamientos relacionados con la necesidad de dar mejor cohesión social y administrativa a un país.

Sin embargo, no hay que caer en el extremo de suponer que todos los proyectos estarán sujetos a un análisis de tipo político específico. Dado un cierto marco de política económica y realidad institucional, y, basados en la evaluación de los proyectos se podrá determinar hasta qué punto es imperativo la financiación de dichos proyectos con aportes gubernamentales.

Por el momento se hace el supuesto de que el dinero necesario para la construcción del presente proyecto se obtendrá totalmente por medio de un préstamo solicitado a la FEN; y, que dicho préstamo será amortizado sólo con los ahorros provenientes de la disminución de pérdidas técnicas de energía como resultado del funcionamiento de las nuevas redes de distribución en baja tensión, puesto que en éste momento los recaudos por el servicio público de energía se tienen destinados para otros compromisos de la Empresa, y como ya se ha dicho, no se sabe si haya posibilidad de recibir ayuda estatal para la ejecución del proyecto.

Algo que se puede asegurar es que de hecho los costos de mantenimiento de las nuevas redes estarán muy por debajo de los actuales; los costos operativos ascienden al mismo monto para ambos casos. Es muy probable que los recaudos por ventas de energía correspondientes a los sectores estudiados se incrementen puesto que se eliminará parte de los fraudes que vienen cometiendo muchos

usuarios y además, en vista del mejoramiento del servicio exista una respuesta recíproca por parte de la ciudadanía beneficiada.

En el anexo K se presentan las condiciones exigidas por la FEN para otorgar préstamos de dinero.

6.1 VIABILIDAD TECNICA

Un proyecto técnicamente viable debe permitir la prestación del servicio para el cual fué diseñado, durante toda su vida útil, dentro de los límites de confiabilidad apropiados y al menor costo posible.

En el caso del presente estudio existen dos posibilidades para disminuir las pérdidas de energía por efecto Joule, y mejorar la prestación del servicio:

1. Desmontaje total de las redes existentes en estudio y construcción de un proyecto totalmente nuevo, no sólo en cuanto a diseño sino también en cuanto a diseño sino también en cuanto a todos los elementos materiales que lo conforman, tales como estructuras de soporte, cables, herrajes, transformadores, protecciones, etc. Definitivamente, el costo de una obra de ese tamaño es muy elevado, lo cual es razón de bastante peso para afirmar que se descarta esta posibilidad, ya que en cuestión de inversión social las políticas gubernamentales siempre han sido las de dar tratamiento de pobre.
2. Replanteamiento de las redes eléctricas existentes, reutilizando al máximo la infraestructura actual, en este caso la reducción de los costos para la ejecución del proyecto son bastante notorios, aunque trabajar sobre cosas ya existentes siempre implica mayores complicaciones y limitaciones.

Dentro de la segunda alternativa caben también otras posibilidades de análisis, como por ejemplo, la calase de conductores a utilizar. Como ya se anotó en el capítulo 1, la regulación obtenida con los conductores de cobre es mucho mejor que la obtenida con cables ACSR, arbidal, etc., igualmente las pérdidas por efecto

Joule son menores, pero por cuestiones de vandalismo, dichos elementos son objeto de robo continuo.

Por lo anterior, en la Electrificadora de Bolívar se ha tomado la determinación de construir las redes de distribución en baja tensión utilizando conductores ACSR/AS de siete hilos.

Del cuadro 171 Presupuesto para la ejecución de la obra eléctrica se conoce que el valor de la ejecución del proyecto es de \$825'721,583.00 (ochocientos veinticinco millones setecientos veintinueve mil quinientos ochenta y tres pesos con 00/100 mcte), dinero que debe obtenerse en préstamo puesto que la Empresa no cuenta en este momento con dinero disponible para la ejecución de ese proyecto en particular.

6.2 VIABILIDAD FINANCIERA

Por viabilidad financiera se entiende la capacidad de un proyecto para que los recursos de capital y trabajos invertidos en el mismo produzcan los retornos monetarios necesarios para cubrir en el momento en que se requieren los costos de operación y mantenimiento, los pagos de servicio de deuda y le permitan al dueño o promotor del proyecto recuperar lo invertido con una rentabilidad apropiada.

Bajo ese criterio, el mecanismo apropiado para determinar la viabilidad financiera de un proyecto es su flujo de efectivo, mediante el cual es posible determinar para cada período de tiempo si los ingresos monetarios del proyecto son suficientes para cubrir los gastos del mismo.

6.2.1 Elaboración del flujo de efectivo del programa o proyecto. Se definirán los ingresos y egresos del programa o proyecto; para este caso, debido a que los pagos del servicio de deuda se cubrirán solamente con los ahorros de energía, y a que ha resultado bastante difícil hacer siquiera un estimativo de qué porcentaje

respecto a los recaudos se emplea en gastos operativos y de mantenimiento de las redes de distribución en baja tensión, se asume que estos últimos (gastos de mantenimiento y operación), serán solventados con los recaudos por ventas de energía.

En el cuadro 172 aparece para cada período durante 15 años (vida útil de las redes), los valores correspondientes a intereses y pago de deuda teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Tasa de oportunidad: tomando más de siete años como plazo para pago de la deuda, la tasa de interés es igual a la DTF + 6.5 puntos.

A fecha marzo 17/97 la tasa de interés DTF(EA) era de 25.53% VER ANEXO C
Entonces la tasa de oportunidad será: $i = [(1+i^*) / (1+infl.)] - 1 = 11.89\%$

2. Precio de compra del KWH: a fecha marzo 17/97 era de \$42.90

Tasa de aumento en el precio de compra de energía: se analiza el incremento en el precio de compra teniendo en cuenta solamente la tasa de aumento del IPP, en este caso se estima en un 4% anual.

El cuadro 171 muestra cómo se hace la amortización de la deuda. Se observa que al cabo del período 11 se ha cancelado la deuda en su totalidad, y queda un excedente a favor de la Empresa por valor de \$412'083,436.00; de ahí en adelante hasta el período 15 el dinero ahorrado por disminución de pérdidas técnicas se considera netamente como rentabilidad.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En cuanto a la descripción de las redes actuales, puede existir un pequeño margen de error; el margen de error que involucra todo proceso de observación realizado por el ojo humano.
2. La ampliación y modernización del sistema de distribución en baja tensión de los barrios Canapote, Daniel Lemaitre, Sta. Rita y Torices, se basa en la necesidad de aumentar los elementos de transformación y distribución del mismo, debido a la creciente demanda de energía eléctrica, que hace inadecuado el sistema existente y representa grandes pérdidas técnicas y de hecho económicas a la Empresa.
3. Las redes actuales presentan baja confiabilidad, ya que permanentemente hay daños no sólo por sobrecarga de las mismas sino por su deterioro físico, puesto que han cumplido su vida útil y muchos años más.
4. No existe supervisión ni control de la red residencial por parte de Electribol, tampoco existe un mecanismo adecuado para conocer detalladamente a cuánto o a qué porcentaje equivalen exactamente los gastos operativos y de mantenimiento de cada área de la Empresa.
5. La Empresa debe impulsar el proyecto de ampliación y modernización de las redes en estudio e implementar en forma rápida un plan efectivo para disminuir las pérdidas negras, el cual en conjunto con el plan para disminución de pérdidas técnicas debe arrojar excelentes resultados de tipo técnico y económico.
6. Aparte de mejorar la calidad del servicio público de energía eléctrica y reducir las pérdidas técnicas, la ejecución del proyecto permitirá a la Empresa la abolición de usuarios ilegales, disminución de costos de mantenimiento de las redes, menor

número de daños por emergencia. También disminuirá notablemente el número de reclamos por parte de los usuarios del sector, lo que puede traducirse en recuperación de cartera ya que se supone que la ciudadanía responderá positivamente ante las medidas que signifiquen confiabilidad y eficiencia en el servicio que reciben.

7. Observando el cuadro 171 Amortización deuda, desde el punto de vista económico, la ejecución del proyecto puede no resultar rentable, puesto que once años como tiempo de recuperación de la inversión es un plazo muy largo; podría entonces considerarse que dicho proyecto no es materia de mercado y que su demanda no se expresa en términos monetarios sino en beneficios sociales. **Es claro que en la decisión que se tome influirán consideraciones de orden político-social.**

BIBLIOGRAFIA

CHECA, L.M. Líneas aéreas de transporte de energía eléctrica e instalaciones auxiliares de telecomunicación. 3er. edición. Madrid: Nuevas Gráficas, 1988. Pág.9,18-20.

CORREA, H., CONSUEGRA, R. Optimización de la capacidad de los transformadores de distribución con base en redes típicas. Bucaramanga: Ingeniería Eléctrica, UIS, 1980. Pág. 45-63.

GOMEZ R., Carlos M. Curso de sistemas de distribución. 1a. edic. Bucaramanga: Publicaciones UIS, 1987. Pág. 34-41.

HERNANDEZ, L., SALAMANCA, O. Normas de diseño y construcción de líneas de subtransmisión 34.5-13.8KV. y redes aéreas de distribución en la Costa Atlántica. Cartagena: Ingeniería Eléctrica, Corporación Universitaria Tecnológica de Bolívar, 1990. Pág. 282-295.

INSTITUTO COLOMBIANO DE INGENIERIA ELECTRICA - ICEL. Normas para el diseño y construcción de sistemas de subtransmisión y distribución. Santa Fe de Bogotá: Ministerio de Obras Públicas, 1971. Tomo II y III.

ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A. E.S.P. Normas generales para construcción de redes de distribución y subtransmisión. Cartagena: Departamento de diseños y normas, 1996. Pág. 7-9.

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica. 8 edic. México: Limusa, 1980 Tomo I. 1982 Tomo 2.

RAMIREZ VASQUEZ, José. Protección de sistemas eléctricos contra sobreintensidades. 4a. edic.. Barcelona: Biblioteca CEAC de electricidad, 1984. Pág. 10-15.

STEVENSON, William. Análisis de sistemas de potencia. 3er. edic. New York: cGraw Hill, 1986. Pág. 21-23.

Anexo Ñ. Valor de venta del kw-h de energía en el año 1996