

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELECTRICISTA



PROYECTO INTEGRADOR

**“APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA
CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS
REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y
PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP”**

AUTORES:

CICHOCKI, Nicolás Martín

SOLER CONDE, Gustavo Ignacio

DIRECTOR:

Ing. FERRARI, Carlos

CO-DIRECTOR:

Ing. PELLIZARI, Carlos Lucas

Córdoba, Marzo de 2017

AGRADECIMIENTOS.

Ambos queremos dar nuestro más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que de alguna manera apoyaron nuestros días facultativos e hicieron posible que hoy estemos convirtiéndonos en Ingenieros Mecánicos Electricistas.

En especial a nuestro director de proyecto, el Ing. Carlos Ferrari, el cual mostró disposición y compromiso para con nosotros, orientó nuestros últimos pasos académicos y nos acercó un poco más a la meta de ser profesionales.

A nuestro co-director, el Ing. Lucas Pellizari, que siempre estuvo dispuesto a brindar su conocimiento y ayudarnos en lo que pudiese.

Cichocki, Nicolás

A mis padres, Enrique y Alejandra, quienes me apoyaron y acompañaron en todo momento a lo largo de mi carrera y mi vida. Me brindaron siempre lo mejor de ellos para que pudiera ser feliz y lograr este objetivo tan deseado. A mis hermanos, Gabriel y Julián, quienes siempre estuvieron presentes y dispuestos a escucharme, brindándome un consejo o incentivándome para terminar mis estudios. A mi novia Micaela, quien me ha acompañado a lo largo de estos últimos años apoyándome continuamente, a mi tía Marcela y a mi abuela Chichi, quienes siempre mostraron interés y apoyo por mis estudios acompañándome desde la infancia.

A todos los amigos que gane a lo largo de estos años estudiando en la UNC, quienes en mayor o menor grado me acompañaron en mis estudios, rodeado por un grupo humano excelente. A mis amigos de la vida, quienes me acompañaron durante estos años.

A la UNC, institución académica que me brindo la posibilidad de estudiar gratuitamente, moldeándome como profesional, rodeado de excelentes profesionales, a los cuales me encuentro profundamente agradecido por los conocimientos y consejos transmitidos.

Ignacio Soler

A mis padres, Gustavo y Soledad, los cuales me brindaron la posibilidad de estudiar y lograr ser un profesional. A mi hermano y hermanas que siempre estuvieron cuando los necesité, a mi novia Carolina que estuvo presente en gran parte de esta carrera incentivándome; a mis abuelos, mis tíos y a mi familia en general, que siempre me apoyaron en este pasar académico. A todas las personas que están hoy en mi vida, y a todas aquellas que estuvieron y que por distintas circunstancias de la vida hoy ya no lo están.



A mis amigos, quienes siempre estuvieron en las buenas y en las malas. A mis compañeros de estudio, que de alguna manera ayudaron a que mis días dentro de la facultad sean más placenteros.

A la institución que nos abrió sus puertas, albergó y forjó como profesionales. A todos los profesores que dejaron en mí una enseñanza, e incentivaron mi desarrollo académico, profesional y personal.

PRÓLOGO

En el presente proyecto, *“Aplicación de nuevas tecnologías para cumplimentar con las exigencias de las reglamentaciones de calidad de servicio y producto eléctrico dadas por el ERSeP”* se propone estudiar, comparar e implementar nuevas tecnologías para cumplimentar con las exigencias de calidad del servicio eléctrico establecidas en la normativa vigente.

En primer lugar se realiza un estudio teórico de las nuevas tecnologías a instalar, en donde se describen sus principales características, ventajas y posibles ubicaciones en la red. Además se describe la zona que va a ser analizada, los distribuidores y la estación transformadora que servirá como punto de partida para el análisis.

Luego se realiza un marco práctico, en donde se describe el procedimiento analítico seguido en el presente proyecto, a fin de esclarecer fórmulas, hipótesis y consideraciones empleadas en el desarrollo del mismo.

Más adelante exponen los resultados obtenidos para los distribuidores bajo análisis. Además se exponen las sanciones a las que van a ser sometidas las cooperativas que no cumplan con los estándares de calidad de producto y servicio eléctrico.

Finalmente se realiza un presupuesto de las propuestas realizadas y se comparan sus montos con los valores de las sanciones que se producen en el caso de estar fuera de la norma de calidad de producto y servicio eléctrico. Se analiza la amortización de las propuestas y el ahorro que generan las mismas a las empresas distribuidoras de energía.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	III
PRÓLOGO.....	V
ÍNDICE.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Alcance.....	3
1.2 Objetivos.....	4
1.2.1 Objetivo General y Principal.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 Metodología del trabajo.....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Reguladores Inductivos de Tensión.....	7
2.1.1 Introducción.....	7
2.1.2 Principio de Funcionamiento.....	8
2.1.3 Forma constructiva del regulador.....	10
2.1.4 Tipos de conexiones en bancos de reguladores.....	11
2.1.4.1 Conexión en Estrella.....	12
2.1.4.2 Conexión en Triángulo Cerrado.....	13
2.1.4.3 Conexión en Triángulo Abierto.....	15
2.1.4.4 Conexión en Cascada.....	16
2.1.5 Funcionamiento del Regulador.....	18
2.1.6 Ventajas de la aplicación de Reguladores de Tensión.....	20
2.2 Reconectores.....	21
2.2.1 Posibles ubicaciones de los Reconectores.....	23
2.2.2 Generalidades.....	26
2.2.3 Circuito automático del reconector.....	28
2.2.4 Protecciones del Reconector.....	30
2.2.4.1 Protección contra sobrecorriente de fase y tierra:.....	31
2.2.4.2 Protección contra falla de tierra sensible (SEF):.....	33
2.2.4.3 Protección contra sobrecorriente de línea viva (LL):.....	33
2.2.4.4 Protección contra baja tensión (UV):.....	34
2.2.4.5 Protección contra baja frecuencia (UF):.....	34

2.2.4.6	Detector de pérdida de suministro:	34
2.2.4.7	Control de reconexión de tensión (VRC):	34
2.2.4.8	Reposición automática del suministro (ABR):	34
2.2.5	Transferencia automática con reconectador como Unión	35
2.3	Seccionalizadores	39
2.3.1	Descripción	40
2.3.2	Operación	41
3.	ESTUDIO TÉCNICO	43
3.1	Memoria de cálculo	46
3.1.1	Análisis de cargas	46
3.1.2	Compensación de la potencia reactiva de los transformadores	50
3.1.2.1	Compensación en MT	50
3.1.2.2	Compensación en BT	52
3.1.3	Análisis de línea	52
3.1.3.1	Verificación por corriente admisible	55
3.1.3.2	Verificación por cortocircuito	56
3.1.3.2.1	Corriente de cortocircuito máxima	58
3.1.3.2.2	Corriente de cortocircuito mínima	60
3.1.3.3	Verificación de conductores	62
3.1.4	Reguladores de tensión	67
3.1.4.1	Dimensionamiento de los reguladores	71
3.1.4.2	Características principales del Regulador seleccionado	72
3.1.4.3	Montaje de Reguladores	73
3.1.4.4	Cableado de Reguladores	78
3.1.5	Regulación de tensión	79
3.1.5.1	Automática	79
3.1.5.2	Manual	81
3.1.5.3	Sanciones al producto técnico suministrado	84
3.1.6	Reconectador	85
3.1.6.1	Índices de interrupción por kVA nominal instalado	87
3.1.6.2	Selección de Reconectores	90
3.1.6.3	Montaje de Reconectores	91
3.1.6.4	Cableado de Reconectores	94
3.1.6.5	Secuencia de Operación Típica	95
3.1.7	Seccionalizadores	98
3.1.7.1	Selección	99

3.1.7.2 Configuración.....	100
3.1.7.3 Configuración Reconectador - Seccionalizador.....	102
3.1.8 Seccionadores fusibles.....	104
3.1.8.1 Tabla de selección	104
3.1.9 Descargadores de Sobretensión	105
3.1.10 Seccionador unipolar a Pértiga By-Pass.....	109
3.1.11 Estudio de las protecciones.....	111
3.1.11.1 Estado actual	111
3.1.11.2 Estado Futuro con mejoras	112
3.1.11.2.1 Coordinación de interruptor de cabecera con reconectador ubicado en la línea troncal.....	116
3.1.11.2.2 Coordinación entre reconectores	117
4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	119
4.1 Análisis de la Calidad del Producto Técnico Suministrado	119
4.1.1 Distribuidor Pichanas – Serrezuela.....	120
4.1.1.1 Estado Actual:.....	120
4.1.1.2 Estado a 5 años:.....	124
4.1.1.3 Estado a 10 años:.....	131
4.1.1.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito:	135
4.1.1.4.1 Verificación por corriente admisible:	136
4.1.1.4.2 Verificación por corriente de cortocircuito	137
4.1.1.5 Sanciones.....	138
4.1.1.6 Pérdidas de energía en la LMT	140
4.1.2 Distribuidor Bañado – La Marmolera	141
4.1.2.1 Estado Actual:.....	141
4.1.2.2 Estado a 5 años:.....	146
4.1.2.3 Estado a 10 años.....	154
4.1.2.4 Cálculo de la corriente de Corto circuito.....	162
4.1.2.4.1 Verificación por corriente admisible	163
4.1.2.4.2 Verificación por corriente de CC	164
4.1.2.5 Pérdidas de energía en la LMT	165
4.1.2.5 Sanciones.....	166
4.2 Análisis de la Calidad del Servicio Técnico Suministrado.....	168
4.2.1 Análisis del Servicio en la Actualidad	168
4.2.2 Sanciones	173
4.2.3 Análisis del Servicio con las mejoras propuestas	174

5. ANÁLISIS ECONÓMICO	178
5.1 Instalación de bancos de reguladores.....	178
5.2 Instalación de bancos de capacitores	181
5.3 Instalación de reconectores	182
5.4 Instalación de seccionalizadores.....	184
Resumen económico	185
Calidad de producto técnico:	185
Calidad de servicio técnico:.....	187
6. CONCLUSIÓN	189
6.1 Calidad de producto técnico.....	190
6.2 Calidad de servicio técnico	192
7. ANEXOS	193
7.1. Marco Legal	193
7.1.1 ERSeP	193
7.1.2 Derechos de los Usuarios – Ley N° 8835	194
7.1.3 Resolución General N° 08	194
7.1.3.1 Calidad del Producto Técnico	196
7.1.3.1.1 Nivel de Tensión.....	196
7.1.3.1.2 Perturbaciones	198
7.1.3.1.3 Sanciones	199
7.1.3.2 Calidad del Servicio Técnico	200
7.1.3.2.1 Calidad del Servicio Técnico en la etapa de Transición.....	201
7.1.3.2.2 Calidad del Servicio Técnico en la etapa de Régimen	205
7.1.3.2.3 Sanciones	208
7.2 Planos.....	209
7.2.1 P-01-Diagrama Unifilar Estación Transformadora Villa de Soto.....	210
7.2.2 P-02-Traza Distribuidor y ubicación de las cargas. Serrezuela – Pichanas	211
7.2.3 P-03-Ubicación de banco de reguladores y capacitores. Serrezuela – Pichanas	212
7.2.4 P-04-Ubicación de reconectores y seccionalizadores. Serrezuela – Pichanas	213
7.2.5 P-05- Traza Distribuidor y ubicación de las cargas. Bañado – Marmolera	214
7.2.6 P-06- Ubicación banco de reguladores y capacitores. Bañado – Marmolera. Estado 5 años	215
7.2.7 P-07- Ubicación banco de reguladores y capacitores. Bañado – Marmolera. Estado 10 años	216

7.2.8 P-08- Ubicación de reconectores y seccionadores. Bañado – Marmolera. Estados a 5 y 10 años.....	217
7.2.9 P-09- Ubicación del reconector de Enlace.....	218
7.3 Planillas	219
7.3.1 Distribuidor Pichanas - Serrezuela	220
7.3.1.1 Estado Actual.....	221
7.3.1.1.1 Análisis de cargas	221
7.3.1.1.2 Caídas de Tensión	222
7.3.1.1.3 Esquema de Regulación.....	223
7.3.1.2 Estado a 5 años.....	226
7.3.1.2.1 Análisis de cargas	226
7.3.1.2.2 Caídas de Tensión	227
7.3.1.2.3 Esquema de Regulación.....	228
7.3.1.3 Estado a 10 años.....	231
7.3.1.3.1 Análisis de cargas	231
7.3.1.3.2 Caídas de Tensión	232
7.3.1.3.3 Esquema de Regulación.....	233
7.3.2 Distribuidor Bañado – La Marmolera	236
7.3.2.1 Estado Actual.....	237
7.3.2.1.1 Análisis de cargas	237
7.3.2.1.2 Caídas de Tensión	238
7.3.2.1.3 Esquema de Regulación.....	239
7.3.2.2 Estado a 5 años.....	243
7.3.2.2.1 Análisis de cargas	243
7.3.2.2.2 Caídas de Tensión	244
7.3.2.2.3 Esquema de Regulación.....	245
7.3.2.3 Estado a 10 años.....	249
7.3.2.3.1 Análisis de cargas	249
7.3.2.3.2 Caídas de Tensión	250
7.3.2.3.3 Esquema de Regulación.....	251
8. BIBLIOGRAFÍA	255

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Regulador de Tensión inductivo monofásico</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2. Esquema del Autotransformador</i>	<i>8</i>
<i>Figura 3. Conexión eléctrica de los bobinados del Autotransformador como elevador</i>	<i>9</i>
<i>Figura 4. Conexión eléctrica de los bobinados del Autotransformador como reductor</i>	<i>9</i>
<i>Figura 5. Interruptor inversor de polaridad</i>	<i>10</i>
<i>Figura 6. Escalones de tensión en el bobinado</i>	<i>10</i>
<i>Figura 7. Reactor del regulador de tensión</i>	<i>11</i>
<i>Figura 8 Esquema de conexión en estrella de los reguladores monofásicos junto a sus protecciones a la línea ..</i>	<i>12</i>
<i>Figura 9. Esquema de conexión en estrella de los reguladores monofásicos a la carga</i>	<i>12</i>
<i>Figura 10. Diagrama de fases en conexión estrella</i>	<i>12</i>
<i>Figura 11. Conexión a tierra de la fuente y el banco de reguladores monofásicos</i>	<i>13</i>
<i>Figura 12. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores a la carga</i>	<i>13</i>
<i>Figura 13. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores junto a sus protecciones a la línea</i>	<i>13</i>
<i>Figura 14. Diagrama de fases para conexión triángulo cerrado</i>	<i>14</i>
<i>Figura 15. Variación de la tensión de línea.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 16. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores a la carga</i>	<i>15</i>
<i>Figura 17. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores junto a sus protecciones a la línea</i>	<i>15</i>
<i>Figura 18. Diagrama de fases para conexión triángulo cerrado</i>	<i>15</i>
<i>Figura 19. Curvas de temporización inversa y de tiempo definido</i>	<i>16</i>
<i>Figura 20. Conexión interna del regulador</i>	<i>18</i>
<i>Figura 21. Esquema simplificado de impedancias.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 22. Reconector Trifásico instalado en poste.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 23. Reconectores instalados en la E.T. como dispositivo de protección de cabecera.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 24. Reconector instalado en la línea de distribución</i>	<i>24</i>
<i>Figura 25. Reconector instalado en ramales importantes.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 26. Reconector de unión instalado entre dos líneas.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 27. Partes del reconector.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 28. Circuito esquemático del reconector.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 29. Las distintas posibles ubicaciones de los reconectores.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 30. Reconfiguración de la red frente a la presencia de una falla eléctrica.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 31. Reconfiguración de la red frente al cese de la falla eléctrica</i>	<i>37</i>
<i>Figura 32. Restablecimiento de la configuración inicial de la red</i>	<i>38</i>
<i>Figura 33. Seccionadores Tripolares y Unipolares.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 34. Foto de la Estación Transformadora desde el exterior</i>	<i>43</i>
<i>Figura 35. Traza de los distribuidores en estudio desde el Google Earth</i>	<i>44</i>
<i>Figura 36. Triángulo de potencias</i>	<i>47</i>
<i>Figura 37. Triángulo de potencias en bornes del primario del transformador</i>	<i>49</i>
<i>Figura 38. Triángulo de potencias - Compensación de potencia reactiva</i>	<i>50</i>
<i>Figura 39. Dimensiones de capacitores trifásicos.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 40. Esquema de LMT para el cálculo de caída de tensión</i>	<i>54</i>
<i>Figura 41. Consideraciones para el cálculo de la caída de tensión -1.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 42. Consideraciones para el cálculo de la caída de tensión -2.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 43. Esquema unifilar de la Estación Transformadora.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 44. Gráfica para obtención del factor K.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 45. Gráfica para la obtención del coeficiente “m”</i>	<i>63</i>
<i>Figura 46. Gráfica para la obtención del coeficiente “n”.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 47. Gráfica para la obtención de la densidad de corriente térmica</i>	<i>65</i>
<i>Figura 48. Caída de tensión con regulador conectado a la salida de la E.T.....</i>	<i>67</i>

<i>Figura 49. Caída de tensión con regulador conectado a mitad de la red</i>	68
<i>Figura 50. Caída de tensión con regulador conectado al final de la red</i>	68
<i>Figura 51. Caída de tensión con reguladores conectados en cascada</i>	69
<i>Figura 52. Banco de reguladores instalados sobre plataforma – foto N°1</i>	73
<i>Figura 53. Banco de reguladores instalados sobre plataforma – foto N°2</i>	74
<i>Figura 54. Fotos de reguladores montados en postes de alineación con postecillo</i>	75
<i>Figura 55. Seccionamiento del regulador mediante seccionadores a cuchillas</i>	75
<i>Figura 56. Montaje de reguladores sobre franja de servidumbre</i>	76
<i>Figura 57. Montaje de reguladores de tensión en la Estación Transformadora</i>	77
<i>Figura 58. Cableado de un banco de reguladores de tensión monofásicos</i>	78
<i>Figura 59. Configuración para el uso del reconectador de unión</i>	85
<i>Figura 60. Características del Reconectador Noja Power</i>	90
<i>Figura 61. Reconectores trifásicos montados en postes</i>	91
<i>Figura 62. Montaje de reconectador en poste</i>	92
<i>Figura 63. Reconectador montado en Estación</i>	93
<i>Figura 64. Dimensiones de estructura necesaria para montaje del reconectador en la estación</i>	93
<i>Figura 65. Cableado del reconectador</i>	94
<i>Figura 66. Curvas características tiempo – corriente estándares (IEC) obtenidas del Noja Power</i>	95
<i>Figura 67. Curvas de actuación tipo A,B y C</i>	96
<i>Figura 68. Ciclo de operación de reconectador ante una falla permanente</i>	97
<i>Figura 69. Características del seccionalizador unipolar para 15 kV</i>	99
<i>Figura 70. Configuración del seccionalizador</i>	101
<i>Figura 71. Configuración reconectador – seccionalizador ante una falla transitoria</i>	102
<i>Figura 72. Configuración reconectador – seccionalizador ante una falla permanente</i>	103
<i>Figura 73. Seccionador By Pass</i>	109
<i>Figura 74. Diversas posiciones de montaje del seccionador By Pass</i>	110
<i>Figura 75. Seccionadores By Pass instalados en un montaje a nivel del banco de reguladores</i>	110
<i>Figura 76. Esquema de protecciones en el estado actual</i>	111
<i>Figura 77. Esquema de protecciones en el estado futuro</i>	112
<i>Figura 78. Coordinación entre reconectador y fusible</i>	115
<i>Figura 79. Coordinación entre reconectores por corrientes nominales</i>	117
<i>Figura 80. Coordinación entre reconectores por el número de aperturas</i>	118
<i>Figura 81. Coordinación entre reconectores combinando curvas de operación retardadas</i>	118
<i>Figura 82. Descripción de los esquemas utilizados</i>	119
<i>Figura 83. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual</i>	122
<i>Figura 84. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual</i>	123
<i>Figura 85. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado a 5 años</i>	125
<i>Figura 86. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	128
<i>Figura 87. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	129
<i>Figura 88. Comparación de la potencia reactiva con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela</i>	130
<i>Figura 89. Comparación de la potencia aparente con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela</i>	131
<i>Figura 90. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	133
<i>Figura 91. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	133
<i>Figura 92. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera en el estado actual</i>	143

<i>Figura 93. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado actual.....</i>	<i>144</i>
<i>Figura 94. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años .</i>	<i>147</i>
<i>Figura 95. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Salto de tensión en el regulador</i>	<i>150</i>
<i>Figura 96. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores.....</i>	<i>151</i>
<i>Figura 97. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	<i>152</i>
<i>Figura 98. Comparación de la potencia reactiva con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Bañado – La Marmolera.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 99. Comparación de la potencia aparente con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Bañado – La Marmolera.....</i>	<i>154</i>
<i>Figura 100. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1</i>	<i>156</i>
<i>Figura 101. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1</i>	<i>157</i>
<i>Figura 102. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2</i>	<i>160</i>
<i>Figura 103. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2</i>	<i>161</i>
<i>Figura 104. Respuesta ante falla del esquema con la configuración existente de las protecciones</i>	<i>175</i>
<i>Figura 105. Respuesta ante falla del esquema con la configuración propuesta de las protecciones.....</i>	<i>176</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Reguladores de tensión estandarizados</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 2. Datos característicos de los transformadores marca Mayo</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 3. Tabla de capacitores trifásicos</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 4. Temperatura máxima según el conductor ante un cortocircuito</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 5. Fragmento de la tabla de reguladores estandarizados</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 6. Variación de tensión por escalón para la regulación automática con conexión estrella o triángulo abierto</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 7. Tensión en bornes del secundario del transformador según la regulación manual</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 8. Tensión en bornes del secundario del transformador según el estado de carga</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 9. Costos de la energía según la caída de tensión</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 10. Secuencia de maniobra de reconectores ante diversas fallas</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 11. Tipos de interrupciones forzadas</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 12. Límites permitidos de calidad de servicio para la etapa de régimen</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 13. Costo de la energía suministrada fuera de los límites permitidos de calidad de servicio</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 14. Tabla de selección de seccionadores</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 15. Características del descargador de 5 kA (servicio nominal)</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 16. Características del descargador de 10 kA (servicio pesado)</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 17. Valores típicos del factor K1</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 18. Cantidad de curvas rápidas y lentas según codificación</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 19. Planilla de cálculo de potencias para el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 20. Valores de caída de tensión para el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado actual</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 21. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual</i>	<i>122</i>
<i>Tabla 22. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 23. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado a 5 años</i>	<i>125</i>
<i>Tabla 24. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 25. Tabla resumen de caídas de tensión en Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	<i>128</i>
<i>Tabla 26. Comparación de parámetros eléctricos de la red a partir de la implementación de bancos de reguladores y capacitores</i>	<i>130</i>
<i>Tabla 27. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	<i>132</i>
<i>Tabla 28. Tabla resumen de caídas de tensión en Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores</i>	<i>134</i>
<i>Tabla 29. Cálculo de Icc máxima y mínima en la E.T.</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 30. Cálculo de Icc máxima y mínima para el Distribuidor Pichanas – Serrezuela</i>	<i>135</i>
<i>Tabla 31. Verificación por corriente admisible del conductor en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela</i>	<i>136</i>
<i>Tabla 32. Verificación por corriente de cortocircuito del conductor en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela ...</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 33. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela a 5 años</i>	<i>138</i>
<i>Tabla 34. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela a 10 años</i>	<i>139</i>
<i>Tabla 35. Pérdidas de energía en la red del Distribuidor Pichanas – Serrezuela a 10 años</i>	<i>140</i>
<i>Tabla 36. Planilla de cálculo de potencias para el Distribuidor Bañado – La Marmolera en el estado actual ...</i>	<i>141</i>
<i>Tabla 37. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado actual</i>	<i>142</i>
<i>Tabla 38. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado actual</i>	<i>144</i>
<i>Tabla 39. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años</i>	<i>146</i>

Tabla 40. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años	147
Tabla 41. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores	149
Tabla 42. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores	151
Tabla 43. Comparación de parámetros eléctricos de la red a partir de la implementación de bancos de capacitores	153
Tabla 44. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1	155
Tabla 45. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1	156
Tabla 46. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2	159
Tabla 47. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2	160
Tabla 48. Cálculo de Icc máxima y mínima para el Distribuidor Bañado – La Marmolera	162
Tabla 49. Verificación por corriente admisible del conductor en el Distribuidor Bañado – La Marmolera	163
Tabla 50. Verificación por corriente de cortocircuito del conductor en el Distribuidor Bañado – La Marmolera	164
Tabla 51. Pérdidas de energía en la red del Distribuidor Bañado – La Marmolera a 10 años	165
Tabla 52. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Bañado – La Marmolera a 5 años	166
Tabla 53. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Bañado – La Marmolera a 10 años	167
Tabla 54. Valores estadísticos de interrupciones en los distribuidores en análisis	169
Tabla 55. Obtención de los índices de cálculo Fm y Dm, en caso de fuera de servicio total de la red	171
Tabla 56. Obtención de los índices de cálculo Fm y Dm, en caso de servicio parcial de la red	172
Tabla 57. Límites permitidos de calidad de servicio para la etapa de régimen	173
Tabla 58. Costo de sanción semestral por incumplimiento de la calidad del servicio técnico	173
Tabla 59. Costo de la instalación más provisión de un banco de regulador monofásico en poste de alineación individual.	179
Tabla 60. Costo de la instalación más provisión de los 3 bancos de reguladores monofásicos en la E.T.	180
Tabla 61. Costo de la instalación más provisión de un banco de capacitores trifásicos en poste	181
Tabla 62. Costo de la instalación más provisión de un reconectador tripolar en poste	183
Tabla 63. Costo de la instalación más provisión de 3 seccionadores unipolares sobre crucetas	184
Tabla 64. Comparación entre los costos en sanciones y en inversiones propuestas para la calidad del producto técnico a 5 años	185
Tabla 65. Comparación entre los costos en sanciones y en inversiones propuestas para la calidad del producto técnico a 10 años	186
Tabla 66. Comparación entre los costos en sanciones y en inversiones propuestas para la calidad del servicio técnico a 5 años	187

1. INTRODUCCIÓN

En el presente proyecto se propone estudiar, comparar e implementar nuevas tecnologías para cumplimentar con las exigencias de calidad del servicio eléctrico establecidas por la Resolución General N°07 y N° 08, dictadas el 23 de Julio del 2014, por el Ente Regulador de Servicios Públicos de Córdoba (ERSeP), quien además es el responsable de controlar su cumplimiento. Estas establecen las Normas de Calidad para el servicio de distribución de energía eléctrica suministrada por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba y Cooperativas Distribuidoras en el ámbito de la Provincia de Córdoba y las respectivas sanciones ante la falta de cumplimiento. El objetivo de dichas reglamentaciones se basa en establecer los parámetros mínimos que se le deben exigir a los prestadores del servicio, para cumplir con una correcta prestación del mismo. Para ello la normativa expresa los plazos que tienen las prestadoras del servicio para adecuarse a la nueva reglamentación, la cual se exigirá de manera gradual, para permitir que las empresas inviertan en la mejora de sus instalaciones.

Cuando se hace referencia al término “calidad de servicio” se considera tanto al aspecto técnico como el comercial, y los requerimientos de calidad que deben cumplir, en estas resoluciones se definen los siguientes parámetros:

- Calidad del Producto Técnico suministrado
- Calidad del Servicio Técnico prestado
- Calidad del Servicio Comercial brindado

En este proyecto, para cumplir con las exigencias de la normativa, se propone la aplicación de nuevas tecnologías en protección y control de redes de M.T., específicamente enfocado al sistema de distribución rural de Media Tensión (13,2 kV) cuyo origen se encuentra en la Estación Transformadora Soto, ubicada en el municipio de Villa de Soto, departamento de Cruz del Eje, provincia de Córdoba. Además en el proyecto se define el equipamiento necesario para que tanto el producto técnico como el servicio técnico estén dentro de los valores exigidos para el requerimiento actual de demanda de potencia y considerando una proyección del crecimiento de la misma a 10 años.

Para el desarrollo del trabajo, se recabó información de la red en estudio de diversas fuentes como la EPEC y la Cooperativa Villa de Soto.

A lo largo del proyecto se explicarán las nuevas tecnologías empleadas para solucionar los inconvenientes que se presentan en las líneas en estudio con el fin de cumplimentar con los parámetros exigidos. Dentro de las cuales se puede mencionar la incorporación de reconectores, reguladores de tensión, capacitores, seccionalizadores, seccionadores fusibles (Tipo Kearney) y descargadores. En el proyecto se desarrollarán fundamentalmente los dos primeros, para ello se empezará con la descripción, para posteriormente analizar su implementación y lograr la funcionalidad adecuada. Además se realizará el estudio de flujo estático de potencia para obtener el perfil de tensión de cada una de las líneas de M.T. troncales.

El estudio permitirá comparar el comportamiento de la red para diversos estados de carga y las ventajas que presenten cada una de las tecnologías implementadas.

Asociado al equipamiento anteriormente citado, se utilizarán transformadores con Taps de regulación manual primaria sin carga, esto permitirá realizar el ajuste final de la tensión en los secundarios de los transformadores considerando que la regulación automática solo se realizará en el nivel de media tensión.

Además del estudio de factibilidad técnico, se tendrá en cuenta un aspecto muy importante como lo es el económico, por lo que se realizará un plan de inversión acorde a la proyección a 10 años, explicitando los costos de su implementación, los beneficios a obtener y justificando su aplicación con respecto a otra posible solución que se mencione a lo largo del trabajo.

Como futuros Ingenieros de la UNC y formados bajo los lineamientos de la misma, creemos en un profesional comprometido con la sociedad, con proyectos integradores que traten problemáticas reales y permitan soluciones concretas aprovechando los conocimientos adquiridos, promoviendo el uso racional de los recursos disponibles y planteando soluciones que ayuden al bienestar de la población.

Debido a las razones mencionadas anteriormente, es que se elige investigar las diversas alternativas que faciliten el cumplimiento de las normativas mediante la utilización de nueva tecnologías, que podrán ser exigidas a las prestadoras del servicio eléctrico con el fin de defender los derechos del consumidor y lograr una mayor eficiencia energética.

1.1 Alcance

En este proyecto, solo se analizará la calidad del producto y del servicio técnico. El primero de ellos hace referencia al nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones. En cambio el segundo hace referencia a la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro. Ambos tienen incumbencia tanto para las líneas de alta como las de media y baja tensión hasta el punto de suministro. El desarrollo de este proyecto se acotó solamente al estudio del sistema de distribución, desde los bornes del secundario del transformador de alta a media tensión (AT/MT) hasta los bornes secundarios del transformador de media a baja tensión (MT/BT).

Para la implementación de las tecnologías referidas, se toma la decisión de abocarse al estudio de líneas de distribución rurales de MT, tipo radial, de longitudes importantes con centros de consumo de diferentes potencias distribuidos a lo largo de la misma.

Además, éste tipo de sistemas de distribución están expuestos a diferentes fenómenos naturales como tormentas de carácter eléctrico, vientos de alta velocidad, presencia de aves y árboles; como también vandalismo que producen la salida de servicio, afectando la calidad del servicio técnico.

Lo citado en párrafos anteriores da lugar al incumplimiento de los parámetros exigidos por el ERSeP, como importantes caídas de tensión y numerosas interrupciones del servicio.

Puntualizando, se propone estudiar el estado en que se encuentra el sistema de distribución rural de Media Tensión (13,2 kV) en la región del municipio de Villa de Soto, cuyo origen se encuentra en la E.T. Soto. Específicamente se analizarán los siguientes distribuidores:

- Distribuidor La Marmolera-El bañado
- Distribuidor Serrezuela-Pichanas

Ambos tienen la particularidad que distribuyen energía en diversas poblaciones de la región, y en el punto de georreferenciación $30^{\circ}45'57.7''$ S - $65^{\circ}11'12.7''$ O, se cruzan sus trazas. Su elección se debe a que éstos distribuidores disponen de las características de líneas típicas que pueden encontrarse en las zonas rurales de la provincia y presentan actualmente las falencias anteriormente mencionadas, que generan el incumplimiento de los parámetros exigidos.

Además del estudio del sistema en las condiciones actuales, se estudiará con una proyección del crecimiento de la demanda de energía a 10 años, realizando un plan de inversión para que las empresas prestadoras del servicio puedan afrontar el costo económico de dichas obras.

El estudio planteado para estos distribuidores podrá ser aplicado para analizar otros sistemas de distribución que se encuentre en condiciones similares.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General y Principal

El principal objetivo se basa en buscar las diversas alternativas para adecuar las líneas de distribución existentes y futuras que se ven o se verán expuestas al continuo crecimiento de la demanda de potencia en el sistema eléctrico provincial, lo cual implica que deban ser acompañadas por un correcto desarrollo de la infraestructura para lograr mantener los niveles de calidad del servicio requeridos por los clientes.

Demostrar la factibilidad de la propuesta y que sirva para promover la adopción de soluciones similares en líneas de energía de M.T. (13,2 kV – 33 kV), de la provincia de Córdoba, que presenten este tipo de inconvenientes.

1.2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos definidos para la finalización del trabajo planteado son:

- Mejorar la calidad del servicio técnico, cumpliendo con la reglamentación 8/2014 para cooperativas de distribución de energía eléctrica, sancionada por el E.R.S.e.P.
- Analizar la influencia de la incorporación de reconectores en una línea de M.T. de 13,2 kV, en lo que respecta a la cantidad de interrupciones y al tiempo que lleva la reposición del servicio.
- Analizar la influencia de la incorporación de reguladores de tensión en una línea de M.T. de 13,2 kV, en lo que respecta a nivel de tensión suministrado al usuario.
- Analizar la coordinación de protecciones, considerando los interruptores de la Estación Transformadora, reconectores distribuidos en la red, seccionadores incorporados en las derivaciones de líneas y seccionadores fusibles de protección de transformadores de alimentación a clientes.
- Evaluar los costos de adquisición, instalación y operación de la red con la incorporación del equipamiento con las nuevas tecnologías.

- Estudiar funcionamiento y desempeño del nuevo equipamiento en comparación con el convencional.

1.3 Metodología del trabajo

En primer instancia, se estudia la Reglamentación 8/2014 dictada por el ERSeP, identificando los parámetros que se exigen para brindar un servicio eléctrico de calidad a los clientes.

Posteriormente, se implementará dicha Reglamentación en un sistema de distribución de energía dentro de la provincia de Córdoba, para ello se define el sistema en estudio, el cual debe cumplir con ciertos requisitos como partir desde una estación transformadora y presentar inconvenientes con respecto a la cantidad de interrupciones y al nivel de tensión a la que se encuentra sometida, de manera tal que justifique la aplicación de las tecnologías en estudio y permita cumplir con los objetivos planteados para este proyecto.

En tercer instancia, se recolectará información sobre la trazas seleccionadas, de forma de obtener los tipos y cantidades de cargas alimentadas, su nivel de importancia (en cuanto a la posibilidad de sufrir interrupciones), las demandas que puedan requerir, la existencia de transformadores, las condiciones geográficas del lugar, los números de interrupciones sufridas, la longitud de las mismas como los niveles de tensión medidos en diferentes puntos a lo largo de las trazas.

Con la información recopilada se analizará el lugar más conveniente en el cual instalar las tecnologías a implementar, de manera tal que se puedan establecer las diferentes lógicas de comando y distribución de la red.

Una vez definida la ubicación de los equipos de protección, se procederá a realizar el análisis de coordinación de los mismos para cada una de las opciones anteriormente mencionadas.

2. MARCO TEÓRICO

El presente apartado tiene como finalidad definir las bases y conceptos que facilitarán la comprensión de los temas desarrollados en el proyecto.

Se desarrollan temas en base a una exploración bibliográfica y documental relacionada con el tema a tratar, los cuales se basan en informes y estudios previos de la misma índole, que proporcionan elementos de consulta de gran utilidad.

Para comenzar, resulta conveniente describir cada una de las tecnologías empleadas para el desarrollo del proyecto.

2.1 Reguladores Inductivos de Tensión

2.1.1 Introducción

Los reguladores inductivos de tensión son equipos que mantienen los niveles de tensión estable para cumplir con el requisito que todos los consumidores reciban una tensión constante. Estos equipos son robustos y se encuentran instalados en serie en la línea, donde para poder soportar todos los cortocircuitos, tienen un bobinado laminar diseñado para resistir los efectos electrodinámicos producidos por la corriente de cortocircuito.



Figura 1. Regulador de Tensión inductivo monofásico

En un sistema Trifásico, el suministro de energía está sujeto a la inestabilidad de tensión debido a las variaciones en la corriente de carga, en la transmisión y en la generación.

En la actualidad se busca responder a las exigencias que el consumidor requiere en lo que respecta a calidad del servicio, lo que lleva a las empresas prestadoras del servicio eléctrico a buscar soluciones que le permitan brindar a sus clientes energía eléctrica dentro de los parámetros permitidos, ya sea en continuidad como en estabilidad de la tensión suministrada. Para cumplir con lo anteriormente mencionado se necesitan realizar inversiones, en las cuales, los reguladores inductivos de tensión monofásicos son la solución más adecuada por su costo y resultado operacional para los problemas de subtensión y sobretensión en las líneas de distribución de MT.

Anteriormente se solían utilizar los reguladores de tensión trifásicos en estaciones transformadores y el monofásico en líneas de distribución en media tensión, pero debido al desarrollo de los conmutadores bajo carga de mayor capacidad y reducido tamaño, permitió

la construcción de reguladores de tensión de mayores prestaciones, ampliando la utilización de estos. Hoy en día, prácticamente se han dejado de utilizar los reguladores trifásicos y han sido reemplazados por los monofásicos y esto es debido a que ofrecen las siguientes ventajas:

- Mejor calidad de la tensión de salida: la calidad de la tensión a la salida del banco de reguladores monofásicos es superior a la suministrada por el regulador trifásico, ya que el muestreo de la tensión de salida en el primer caso es realizada sobre cada fase y la corrección se hace según la necesidad de cada una en forma independiente. En el regulador trifásico se realiza sobre una fase y la corrección es la misma para las tres fases.
- Menor costo de la instalación: El costo de un banco de reguladores monofásicos es menor respecto al costo del regulador trifásico aproximadamente en un 25 %. Esto se debe básicamente al reducido tamaño y simplicidad constructiva del conmutador.
- Mayor flexibilidad para mantenimiento y manipuleo: En lo que respecta al mantenimiento, el banco monofásico permite trabajar sobre cada unidad en forma independiente sin sacar de servicio el banco. Además, al tener menos dimensiones y peso, se facilita su manipulación y transporte.
- Simplicidad de operación: Los reguladores de tensión son de construcción robusta y simple de operar.
- Sistema remoto de control: Actualmente los reguladores de tensión poseen un dispositivo de control que les permite ser operados en sistemas automatizados y controlados desde un punto remoto.

2.1.2 Principio de Funcionamiento

El principio de funcionamiento es semejante al de un autotransformador, es decir además de un acoplamiento magnético entre el primario y el secundario, existe un acoplamiento eléctrico, como se puede ver en la siguiente figura:

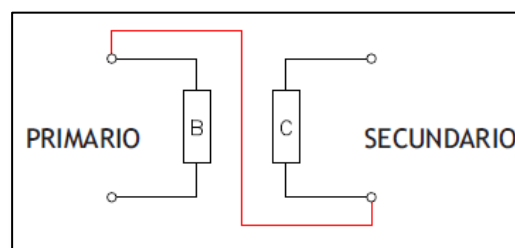


Figura 2. Esquema del Autotransformador

El autotransformador es usado cuando se desea cambiar los niveles de tensiones en una pequeña cantidad. Estos pequeños incrementos en estos casos son debidos a la caída de tensión que ocurre en los sistemas de potencias alejados de los generadores. En estas circunstancias es demasiado costoso elaborar un transformador con dos devanados completos, dimensionados casi para la misma tensión. En su lugar se utiliza el autotransformador.

Hay dos formas de efectuar la conexión eléctrica entre el primario y el secundario, que convierten el autotransformador en elevador o reductor. En el primero de los casos el primer devanado se conecta en forma aditiva al segundo. Ahora la relación entre la tensión del devanado primario y la tensión del devanado secundario está dada por la relación de vueltas del transformador. Sin embargo en la salida del regulador la tensión es la suma de la tensión del primer devanado más la del segundo devanado. El primer devanado se denomina devanado común debido a que su tensión aparece en ambos lados del transformador y el devanado más pequeño se denomina devanado serie porque está conectado en serie con el devanado común. En la siguiente figura se puede observar la conexión como elevador:

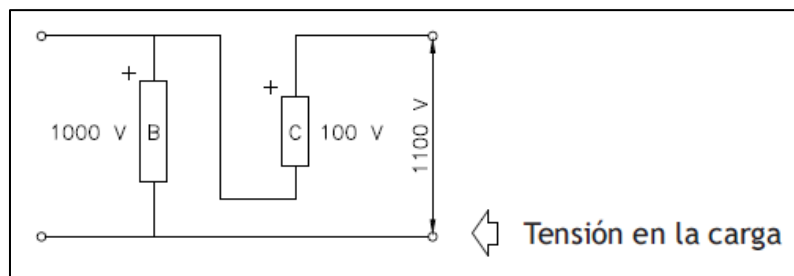


Figura 3. Conexión eléctrica de los bobinados del Autotransformador como elevador

En la conexión como reductor, la tensión de entrada es la suma de las tensiones de los devanados serie y común, mientras que la tensión de salida es justamente la tensión del devanado común. En la figura siguiente se muestra su conexión:

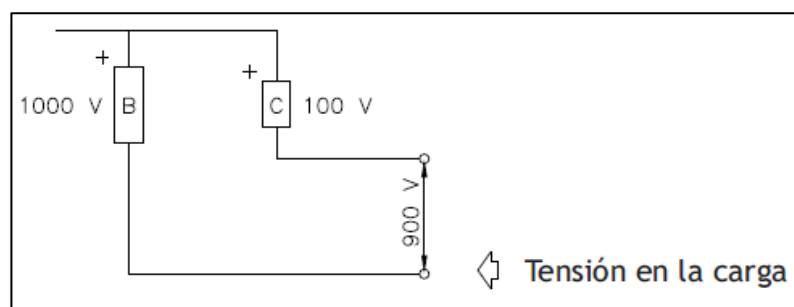


Figura 4. Conexión eléctrica de los bobinados del Autotransformador como reductor

Lo que determina la conexión eléctrica para que el autotransformador funcione como reductor o elevador es la polaridad de las bobinas. Por tanto, vamos a agregar un interruptor inversor de la polaridad del circuito, para permitir que el autotransformador actúe como elevador y reductor.

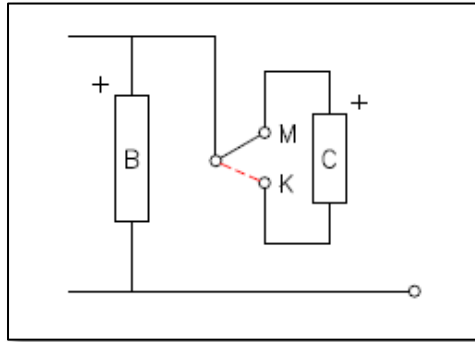


Figura 5. Interruptor inversor de polaridad

2.1.3 Forma constructiva del regulador

Al agregar derivaciones a la bobina “C”, tendremos escalones de tensión en este bobinado (Taps).

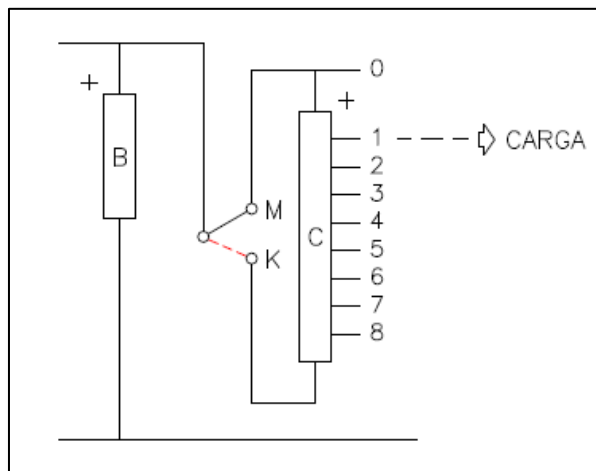


Figura 6. Escalones de tensión en el bobinado

Paso posterior, si nos encontramos frente a la situación donde la carga está conectada en el tap 1 y necesitamos cambiar su conexión al tap 2, tenemos que interrumpir el circuito, por lo tanto desenergizar el regulador. Para evitar este problema, se agrega un reactor al circuito, el cual nos permite que mientras una de las extremidades del reactor se mueve al tap 2, la alimentación de la carga se realiza desde el punto medio del reactor sin producir un “cero tensión”(La carga siempre está alimentada).

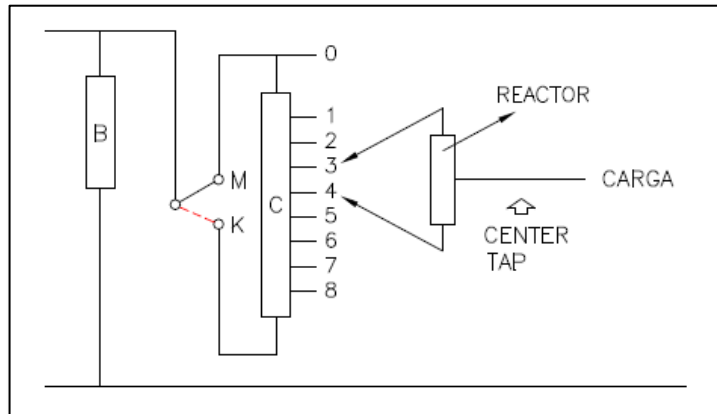


Figura 7. Reactor del regulador de tensión

El circuito del reactor cumple diversas funciones, dentro de las cuales podemos detallar las siguientes:

- Divisor de tensión.
- Impide la interrupción del circuito de conmutación.
- Limita la corriente circulante para disminuir el desgaste de los contactos del conmutador.

2.1.4 Tipos de conexiones en bancos de reguladores

Dentro de los tipos de conexiones en grupo de reguladores monofásicos para sistemas trifásicos, se pueden mencionar las siguientes:

- Conexión en estrella
- Conexión en triángulo cerrado
- Conexión en triángulo abierto
- Conexión en cascada

2.1.4.1 Conexión en Estrella

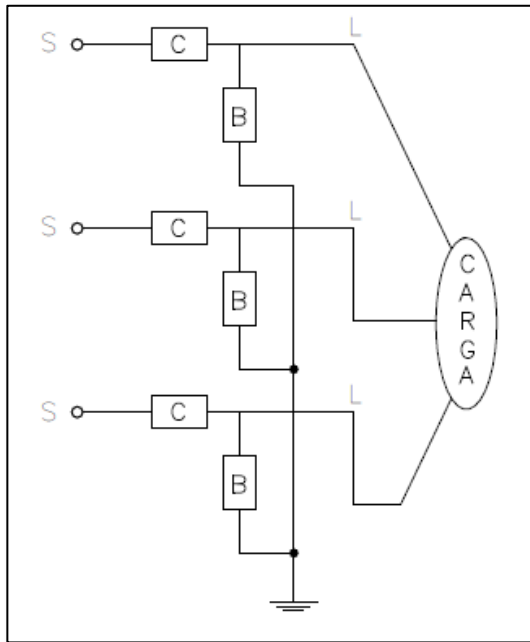


Figura 9. Esquema de conexión en estrella de los reguladores monofásicos a la carga

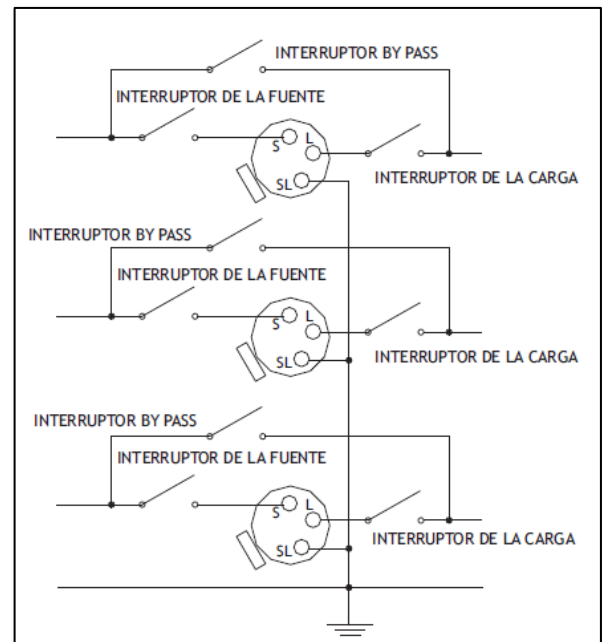


Figura 8 Esquema de conexión en estrella de los reguladores monofásicos junto a sus protecciones a la línea

En las figura 8 y 9 se puede observar la conexión en estrella para la cual se necesita de 3 (tres) reguladores monofásicos. Este tipo de conexión puede elevar o disminuir la tensión de entrada en $\pm 10\%$. A modo de ejemplo, si se supone que el regulador eleva la tensión en $+10\%$ el diagrama de fases que resultaría es el siguiente:

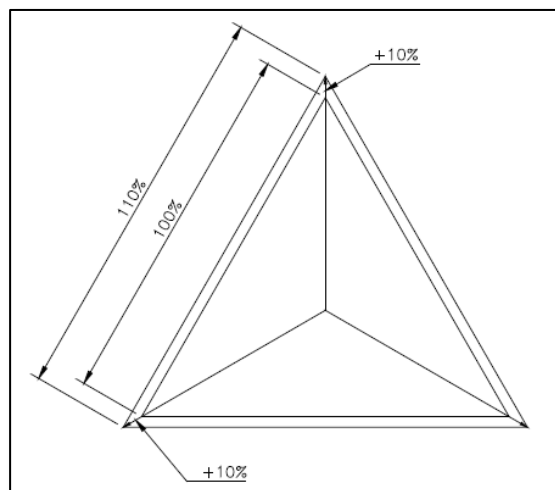


Figura 10. Diagrama de fases en conexión estrella

En el caso que se desee utilizar la conexión en estrella, la fuente debe estar en conexión estrella referida a tierra en estrella, para que los posibles desequilibrios en la corriente de carga del grupo, tenga el camino por tierra cerrado con el centro de estrella del

transformador de la ET o fuente de generación. Para este tipo de conexiones se recomienda que la resistencia de la puesta a tierra del sistema sea inferior a los 20 Ω .

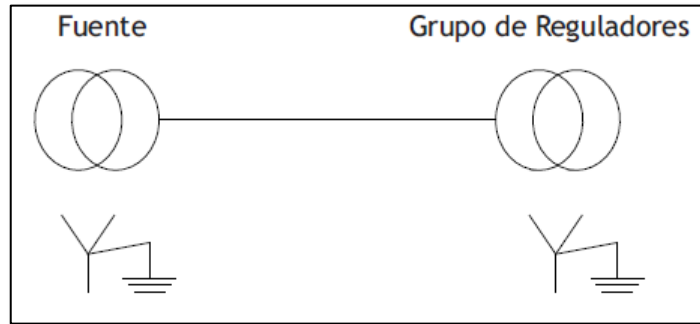


Figura 11. Conexión a tierra de la fuente y el banco de reguladores monofásicos

Para el caso en que la fuente esté en triángulo y el grupo de reguladores en estrella, el neutro virtual de la conexión estrella se desplaza en el caso de que la carga se desequilibre y el grupo de reguladores entra en una sucesión de conmutaciones. Por lo general, en el grupo, algunos de los reguladores van a la posición de máxima elevación y otros, a la de máxima reducción.

2.1.4.2 Conexión en Triángulo Cerrado

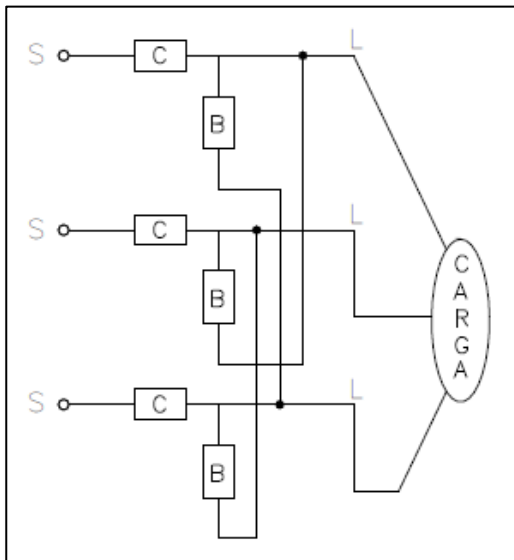


Figura 12. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores a la carga

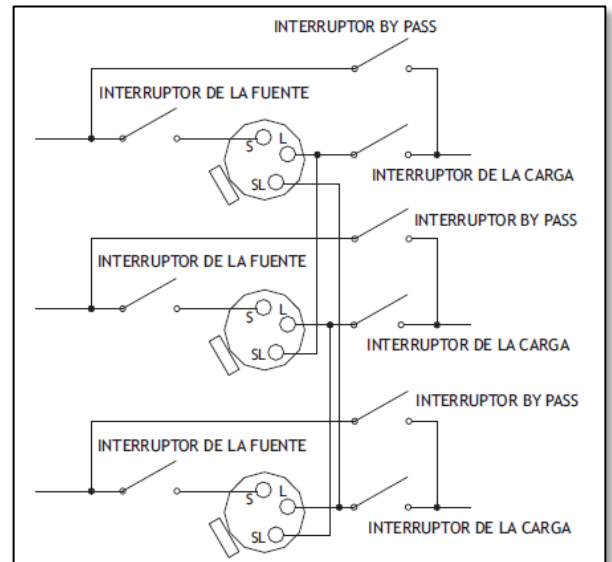


Figura 13. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores junto a sus protecciones a la línea

En las figuras 12 y 13 se puede observar la conexión triángulo cerrado de los reguladores para una conexión trifásica, en la cual se necesitan de 3 (tres) reguladores monofásicos. Para analizar su desempeño se supone reguladores de 13200 V que elevan a +10%.

$$\Rightarrow V_l = V_f = 13200 \text{ V}$$

$$\Rightarrow 13200 \times 0,1 = 1320 \text{ V}$$

En consecuencia:

$$\text{sen } 60^\circ = \frac{C'}{1320} \Rightarrow C' = 1143$$

$$\text{cos } 60^\circ = \frac{B'}{1320} \Rightarrow B' = 660$$

Entonces procedemos a calcular el nuevo V_l :

$$A = \sqrt{(15180)^2 + (1143)^2}$$

$$A = 15222,97 \text{ V}$$

$$\text{Regulación (\%)} = \frac{15222}{13200} \times 100 = 115\%$$

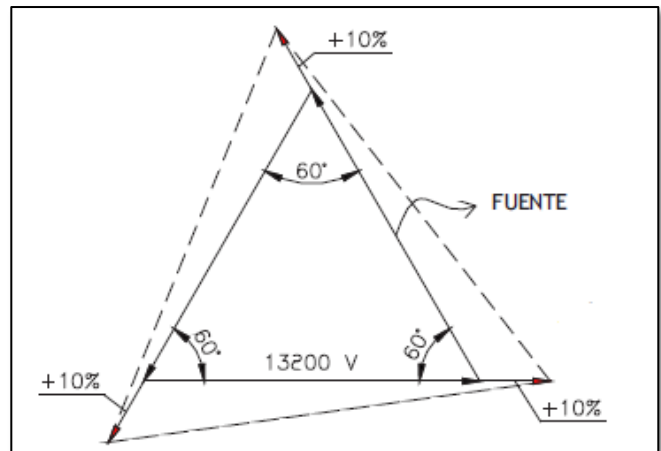


Figura 14. Diagrama de fases para conexión triángulo cerrado

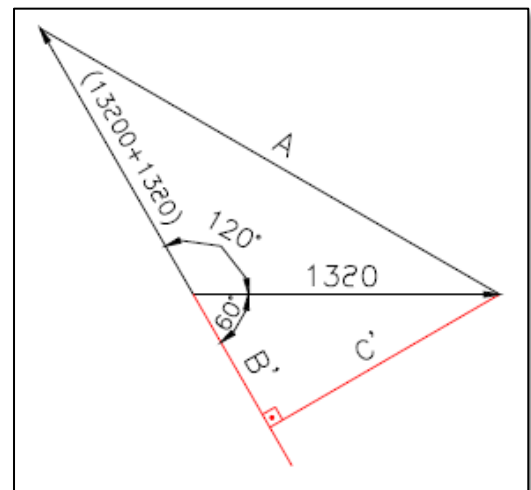


Figura 15. Variación de la tensión de línea

Mediante esta demostración, se puede observar que la regulación de un banco conectado en triángulo cerrado es de $\pm 15\%$.

2.1.4.3 Conexión en Triángulo Abierto

En la conexión triángulo abierto de los reguladores para una conexión trifásica, se necesitan solamente 2 (dos) reguladores monofásicos. Para analizar su desempeño se supone reguladores de 13200 V que elevan un +10%.

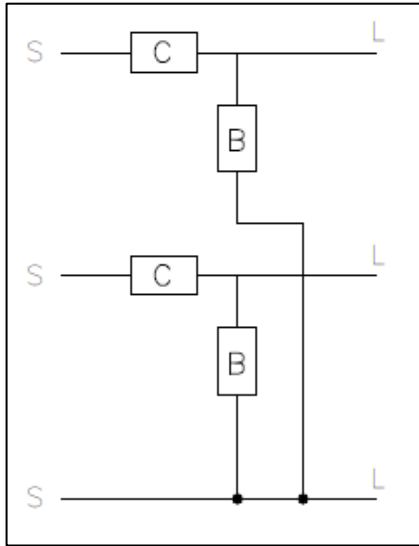


Figura 16. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores a la carga

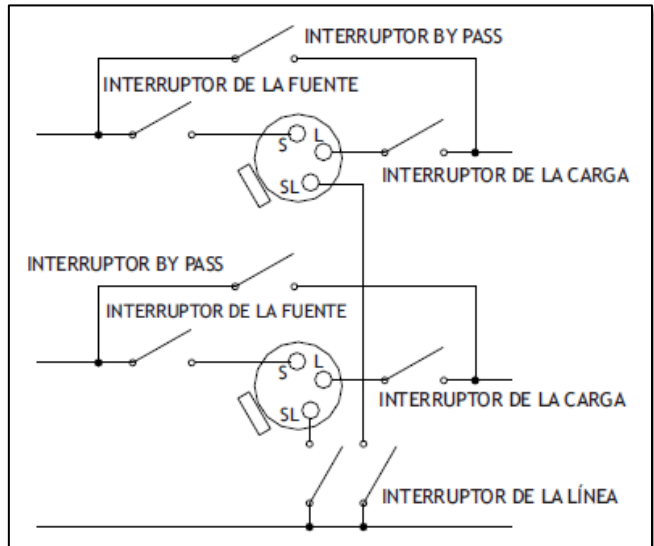


Figura 17. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores junto a sus protecciones a la línea carga

En consecuencia:

$$\cos 60^\circ = \frac{X}{13200} \Rightarrow X = 660$$

$$A = 13200 + 2 \times X = 14520 \text{ V}$$

$$\text{Regulación (\%)} = \frac{14520}{13200} = 110 \%$$

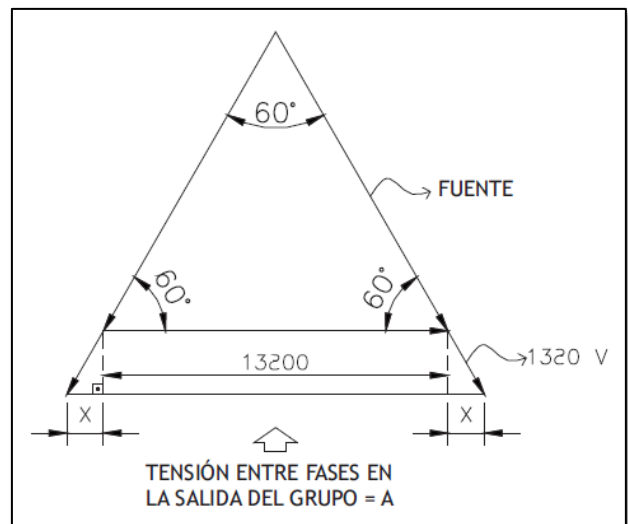


Figura 18. Diagrama de fases para conexión triángulo cerrado

Mediante esta demostración, se puede observar que la regulación de un banco conectado en triángulo abierto es de $\pm 10\%$.

. Esquema de conexión en triángulo cerrado de los reguladores junto a sus protecciones a la línea

2.1.4.4 Conexión en Cascada

La conexión en cascada es utilizada cuando se ponen 2 (dos) o más bancos de reguladores a lo largo de la línea de energía. Se recomiendan usar como máximo 4 (cuatro) grupos de reguladores en cascada, debido a que ante una reconexión, pueden presentarse posibles sobretensiones en esa línea de distribución.

La conexión en triángulo abierto es ventajosa cuando se trata de una conexión en cascada de grupos de reguladores, ya que se ponen 2 (dos) reguladores en cada punto de la cascada y se ahorra 1 (un) regulador por banco.

Para lograr la coordinación entre reguladores se trabaja sobre la curva de actuación del control mediante la temporización inversa y de tiempo definido. Estas curvas se muestran en la siguiente figura:

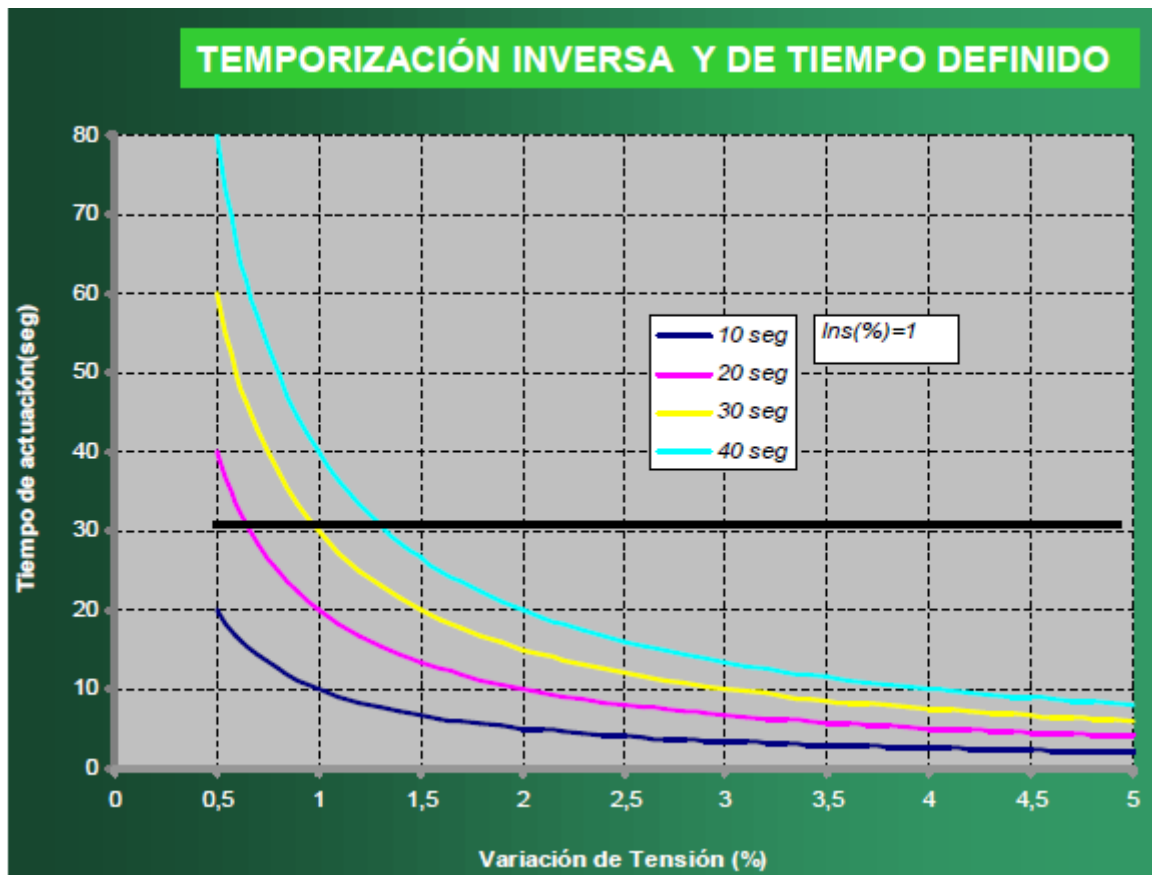


Figura 19. Curvas de temporización inversa y de tiempo definido

Los reguladores de tensión están estandarizados para cubrir los niveles de media tensión utilizados en diferentes países, esto se puede observar en la siguiente tabla:

Tensión Nominal del Sistema [V]	Tensión Nominal del Regulador [V]	Conexión del grupo de Reguladores	Nivel Básico de Impulso (kV)	Potencia Nominal [kVA]	Corriente de Línea [A]
4160	2400	Estrella con Neutro conectado a tierra	60	50	200
				75	300
				100	400
				125	500
				167	668
				250	1000
				333	1332
8320	4800	Estrella con Neutro conectado a tierra	75	50	100
				75	150
				100	200
				125	250
				167	334
				250	500
13200	7620	Estrella con Neutro conectado a tierra (PaT Inferior a 20 Ω)	110	38,1	50
				57,2	75
				76,2	100
				114,3	150
				167	219
				250	328
				333	438
				416	546
				509	668
				667	875
13200	13200	Triángulo	95	69	50
				138	100
				207	150
				276	200
				414	300
				552	400
24940	14400	Estrella con Neutro conectado a tierra	150	72	50
				144	100
				216	150
				288	200
				333	231
				432	300
				576	400
				667	463
34500	19920	Estrella con Neutro conectado a tierra	150/200	100	50
				200	100
				333	167
				400	201
				667	334
				833	418

Tabla 1. Reguladores de tensión estandarizados

2.1.5 Funcionamiento del Regulador

A continuación se muestra un esquema de cómo está constituido internamente el regulador:

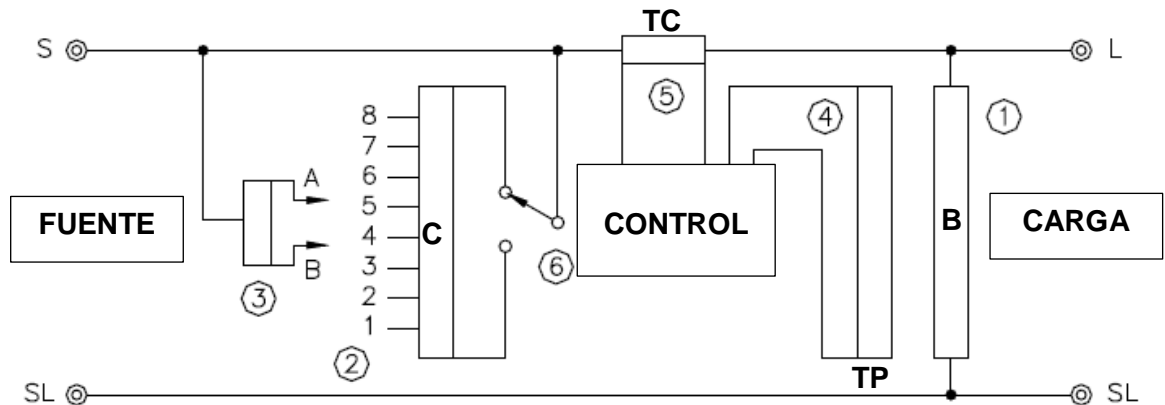


Figura 20. Conexión interna del regulador

- El arrollamiento 1, denominado bobinado de excitación (bobinado B), induce una tensión en el bobinado 2 (bobinado C), también conocido como bobinado de taps o regulación.
- El transformador de potencial 4 (TP) instalado en el lado de la carga envía una señal para el control del regulador de tensión que posiciona los terminales A y B del reactor 3 en la posición adecuada para mantener la tensión en la carga constante.
- Por otro lado, el interruptor inversor de polaridad 6 es el que determina si el regulador eleva o reduce la tensión, cuya conmutación es realizada por el Control del regulador.
- El transformador de corriente 5 (TC) instalado del lado de la carga es el que envía al control de regulador una señal de la corriente de carga de la línea, lo que permite compensar las caídas de tensión que ocurren en el sistema debido a la impedancia de la línea aguas abajo de la ubicación del regulador.

El regulador es un equipo que posee un TC y un TP, lo que le permite medir la tensión de entrada y conocer la corriente que está pasando en ese instante por la línea. Cuando es programado el regulador, se debe introducir el valor de reactancia y de resistencia de la línea aguas abajo. El regulador toma los valores de corriente y tensión medidos, a partir de ellos puede determinar que regulación le corresponde para mantener la tensión deseada en una carga que se encuentre ubicada distante del banco de reguladores. Por lo que la tensión a la salida del regulador está compuesta por el valor de la tensión a la entrada del mismo más el

valor equivalente a las caídas de tensión que se tendrán en la línea a partir de los datos introducidos anteriormente. Cabe aclarar que la regulación de cada regulador puede ser distinta ya que éstos son monofásicos y dependen de la corriente de cada fase.

El transformador de potencial es de 120 V. En el secundario del TP se tiene una tensión V_R la cual es la tensión de entrada (V_c) en el regulador referida al circuito de control. Mediante ecuaciones fundamentales de tensión, se pueden obtener la caída de tensión en la línea referida al circuito de control determinadas por:

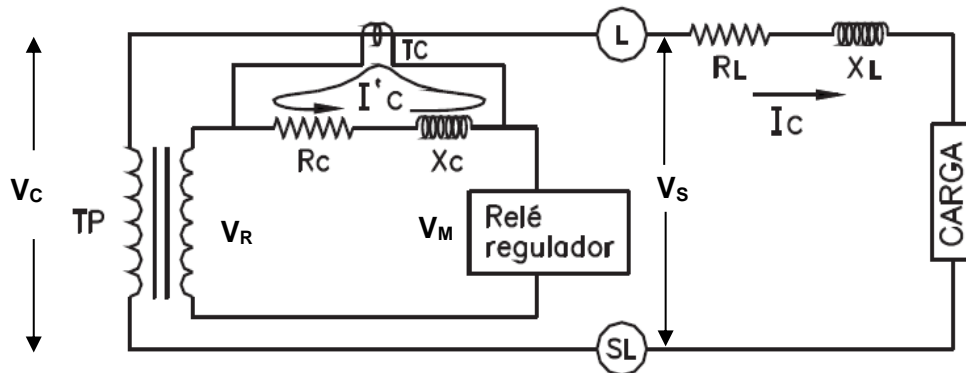


Figura 21. Esquema simplificado de impedancias

$$R_c = \frac{I_c \times R_l}{R_{tp}}$$

$$X_c = \frac{I_c \times X_l}{R_{tp}}$$

Dónde:

R_l : Resistencia de la línea en Ω .

X_l : Reactancia de la línea en Ω .

R_c : Resistencia del compensador en V.

X_c : Reactancia del compensador en V.

I_c : Corriente nominal primaria del TC (A), es la corriente nominal del regulador.

R_{tp} : Relación del TP está dada por $R_{tp} = \frac{\text{Tensión nominal del regulador}}{120}$

Al analizar las ecuaciones de R_c y X_c se puede observar que tienen un factor en común $\frac{i_c}{R_{tp}}$ que definiremos como factor compensador de caída en la línea y depende solo de los datos de la placa del regulador.

Una vez obtenidas las caídas de tensión en la línea referidas al circuito de control, se puede observar que la tensión que ve el relé de control es:

$$V_M = V_R + R_c + X_c$$

Que se sumará o se restará según la posición del inversor, referencia "6" en la figura N° 20.

Y la tensión a la salida del regulador que se obtiene es la siguiente:

$$V_s = V_c + I_c \times (R_l + jX_l)$$

2.1.6 Ventajas de la aplicación de Reguladores de Tensión

Dentro de las principales ventajas del uso de los reguladores, se pueden mencionar las siguientes:

- Pueden instalarse en cualquier punto de la red de distribución.
- Pueden emplearse asociado a un transformador de potencia de una E.T..
- Poseen un ajuste fino del nivel de tensión.
- Poseen temporización a la actuación en forma definida o inversa.
- Es consciente de las variaciones de la carga.
- Es de reducido peso y volumen.
- Es un equipo autónomo.
- Puede regular la tensión de un punto remoto.
- Se puede supervisar a distancia.
- Es una solución rápida y de costo razonable.

2.2 Reconectores

El reconector es un dispositivo de interrupción, con apertura y cierre automático, que permite aislar al circuito en caso de presentarse una falla, el programa de recierre automático es ajustable a las exigencias del medio y tanto su monitoreo como operación pueden ser por telecomandos. Este tiene la propiedad que le permite que, cuando operó por sobrecorriente, volver a cerrar el circuito y abrirlo nuevamente si el origen de la sobrecorriente subsiste, pudiendo repetir este ciclo hasta cuatro veces. Esta forma de operar lo habilita en caso que desaparezca la falla que originó su acción antes de cumplirse la cantidad de ciclos para la que fue regulado, cierre y permanezca cerrado y vuelva a cero su contador de operaciones, permitiendo al sistema volver a funcionar en condiciones normales, sin la presencia de un operador. Si se excede el número de ciclos programados, el reconector abrirá y solo será posible reponerlo en servicio de forma manual, en tal caso se asumirá que se está en presencia de una falla de carácter permanente.

Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, se puede eliminar fallas temporales y permanentes, para aislar la sección donde se encuentra la falla, evitando sacar de servicio toda la línea.

Debido a que no existe un método para determinar automáticamente si una falla es transitoria, la tarea principal del reconector se basa en discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera un determinado tiempo para que desaparezca sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, que pueda ser despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconector, si esta es de carácter permanente, a fin de dejar el menor sector sin suministro de energía.

El reconector cuenta con la capacidad de determinar el tiempo que debe tardar en abrir frente a una falla, este tiempo es función del valor que alcanza la corriente de falla y la curva tiempo–corriente que esté tenga programada. Se pueden identificar tres tipos de curvas tiempo-corriente para la operación de un reconector: inversa, muy inversa y extremadamente inversa, las cuales se explicarán en el desarrollo del presente proyecto.

Cada reconector está compuesto por dos componentes principales, por un lado el interruptor de potencia y por el otro el controlador para la realización de ajustes, configuración y/o programación de las operaciones del mismo. Ambos están interconectados a través de los conductores correspondientes para el intercambio de las señales de control.

Por tratarse de dispositivos para exteriores, normalmente suelen ir conectados en postes y expuestos al medio ambiente o a la intemperie. Estos se conectan en serie con la línea y no requieren enfrentar a una dirección o a la otra, ya que pueden medir el flujo bidireccionalmente. Sin embargo, hay dos consideraciones:

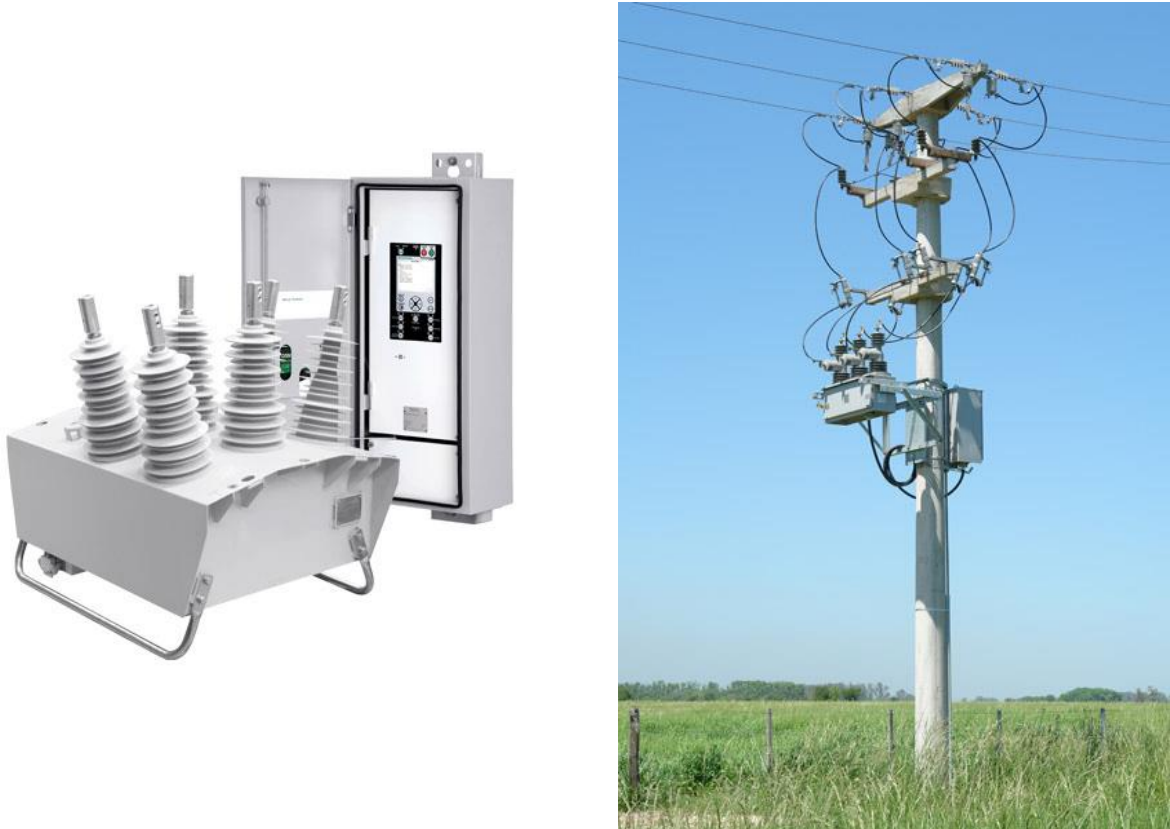


Figura 22. Reconectador Trifásico instalado en poste

1 El transformador de potencial (TP) utilizado para la alimentación de los servicios auxiliares del reconectador debe instalarse en el lado de la fuente principal para evitar la descarga innecesaria del sistema de batería de respaldo cuando el reconectador se encuentre abierto.

2 Cuando se usan TP para propósitos de medición y protección, éstos se deben instalar en el lado de la fuente. Los terminales superiores de los polos se deben conectar también al lado de la fuente. Esto es necesario para tener un flujo apropiado de potencia para medición y para que los elementos direccionales de protección operen de acuerdo a los ajustes programados.

La determinación de la localización de los reconectores puede requerir de un análisis de rentabilidad o directamente ser ubicados en el sector donde estadísticamente se producen la mayoría de las fallas. En el análisis se pueden proporcionar varios índices de confiabilidad, como el System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), System Average Interruption Duration Index (SAIDI) o el índice de Energía No Suministrada (ENS), y todos pueden mostrar una clasificación diferente para las opciones de localización disponibles. Con este análisis de confiabilidad se facilita que sea posible asignar inversiones en lugares óptimos con mayor beneficio. Es más fácil evaluar los beneficios, si se expresan en términos de dinero (por año), entonces es recomendable traducir el índice ENS en el Costo de la Energía no suministrada (CENS).

2.2.1 Posibles ubicaciones de los Reconectores

Los reconectores pueden ser utilizados en distintos puntos del sistema de distribución donde el rango del mismo sea adecuado para los requerimientos del lugar. Las ubicaciones pueden ser las siguientes:

- En estaciones transformadoras, como el dispositivo de protección de cabecera del alimentador primario que permite aislarlo en caso de falla permanente. Frente a este caso, se suelen utilizar en reemplazo del interruptor de potencia y se aplican generalmente en líneas radiales - rurales. Estos tienen incorporada la capacidad para detectar valores de corriente que superen el valor de ajuste del disparo provocando la apertura automática de sus contactos.

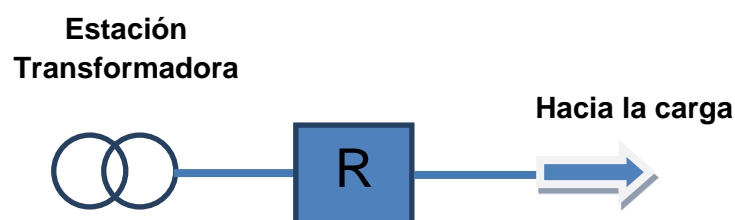


Figura 23. Reconectores instalados en la E.T. como dispositivo de protección de cabecera

- En líneas de distribución a una distancia de la subestación, para seccionar alimentadores largos y así prevenir salidas del alimentador en forma total cuando una falla permanente ocurra cerca del final del alimentador. Se pueden utilizar para separar las cargas urbanas de las rurales de un mismo ramal, con la finalidad de aislar fallas severas que pudieran afectar la carga urbana de los alimentadores.

**Estación
Transformadora**

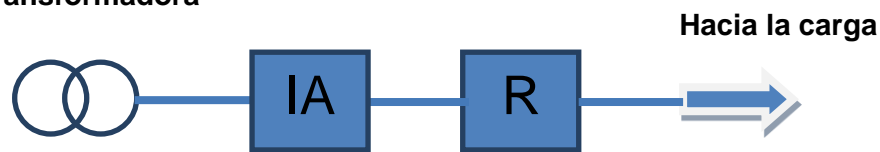


Figura 24. Reconfigurador instalado en la línea de distribución

- En ramales importantes desde el alimentador principal para proteger el alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas que pudieran surgir a lo largo del ramal. Estos ramales pueden ser tanto monofásicos como trifásicos ya que los interruptores pueden ser unipolares o tripolares.

**Estación
Transformadora**

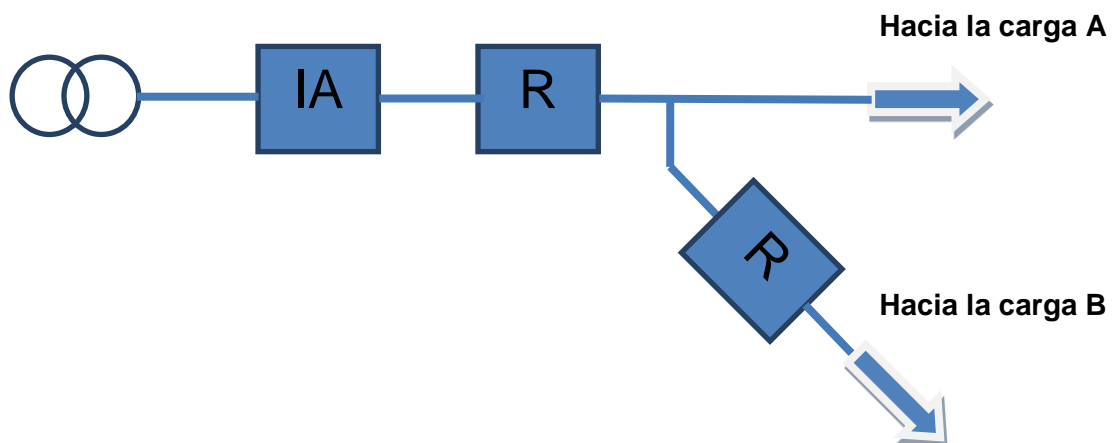


Figura 25. Reconfigurador instalado en ramales importantes

- Se pueden utilizar para la interconexión de dos líneas. Este tipo de arreglo es utilizado frecuentemente para realizar maniobras de traspaso de carga cuando se presenta una falla de carácter permanente en alguna de las líneas aguas arriba de los reconectores instalados. En la siguiente figura se puede observar la configuración necesaria para dicha instalación:

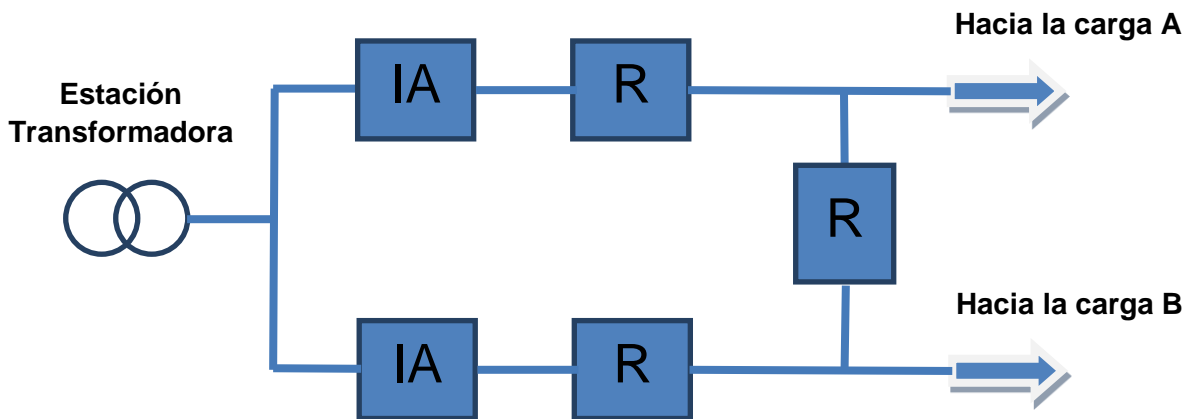


Figura 26. Reconector de unión instalado entre dos líneas

En redes aéreas, se pueden utilizar reconectores donde se presentan alguna de las siguientes condiciones:

1. Elevada actividad de rayos (alto nivel Cerámico): En aquellas líneas expuestas a la intemperie, frente a una tormenta eléctrica pueden sufrir fallas con un gran potencial de daño debido a una descarga disruptiva. Por lo que, un tiempo de apertura rápido reduce el riesgo para el equipo y el peligro de la seguridad pública. El uso de una protección instantánea puede evitar que se quemen los fusibles de la línea o un transformador aguas arriba.
2. Alimentadores radiales: En aquellas líneas radiales cuyas longitudes son extensas, requieren de una protección múltiple (dos niveles de protección programados) para proveer zonas de protección solapadas. Se logra mediante la coordinación de reconectores en serie para minimizar las posibilidades de que las fallas de bajo nivel no sean vistas por la unidad aguas arriba más cercana.
3. Sitios de intercambio de cogeneración: Las plantas de cogeneración pueden utilizar un reconector en el sitio de intercambio, debido a las funciones de verificación de sincronización, las cuales permiten la conexión de fuentes separadas una vez que están sincronizadas y previene el cierre sobre fuentes no sincronizadas.

4. Fusibles protegiendo líneas aguas abajo: Se puede adoptar una estrategia para que actúen los fusibles, permitiendo que un fusible ubicado aguas abajo actúe sin que el reconectador opere. Esta lógica es muy utilizada en líneas rurales junto con la aplicación de seccionadores.
5. Áreas propensas a incendios forestales (líneas expuestas): En zonas propensas a incendios forestales, para minimizar el riesgo de incendio la protección primaria debe actuar rápidamente. Ante este riesgo, se suelen ajustar los reconectadores para que solamente operen una sola vez en períodos de alto riesgo de incendio.
6. Gran concentración de clientes en un alimentador: Frente a estos casos, el uso del reconectador permite dejar el menor número de clientes sin suministro de tensión ante la presencia de una falla en la línea. Para ello, se utilizan configuraciones con reconectadores en serie o de lazo permitiendo reestablecer el servicio al mayor número de clientes con mayor rapidez, a partir de la reconfiguración del sistema.
7. Sitios remotos de difícil acceso: Los reconectadores tienen la posibilidad de ser comandados en forma remota, permitiendo una maniobra rápida y la reconfiguración de la red para minimizar el tiempo de corte al cliente. En aquellas zonas donde el acceso es complicado o la traza es muy extensa, los tiempos de viaje son importantes, por lo que esta propiedad de los reconectadores es de gran utilidad y permiten obtener una mejor satisfacción del cliente y menores costos operativos.
8. Sistemas anillados con un punto abierto o redes con sistemas completamente anillados: en sistemas anillados su aplicación se debe a que los reconectadores miden la dirección del flujo de potencia del sistema para determinar si un grupo de protección debe ser cambiado.

2.2.2 Generalidades

Los reconectadores se ofrecen con dos tipos de tranques, uno fabricado en aluminio mientras que el otro es de acero inoxidable AISI 304, resistente a las fallas producidas por arcos eléctricos. Ambos tipos de tranques contienen tres polos, cada uno con su propio interruptor de vacío y varilla de empuje aislada dentro de un revestimiento de policarbonato. Cada polo tiene su propio actuador magnético dentro de una cubierta para el mecanismo.

Los reconectores pueden venir tanto unipolares como tripolares. En la siguiente imagen se puede observar cómo están constituidos los reconectores trifásicos:

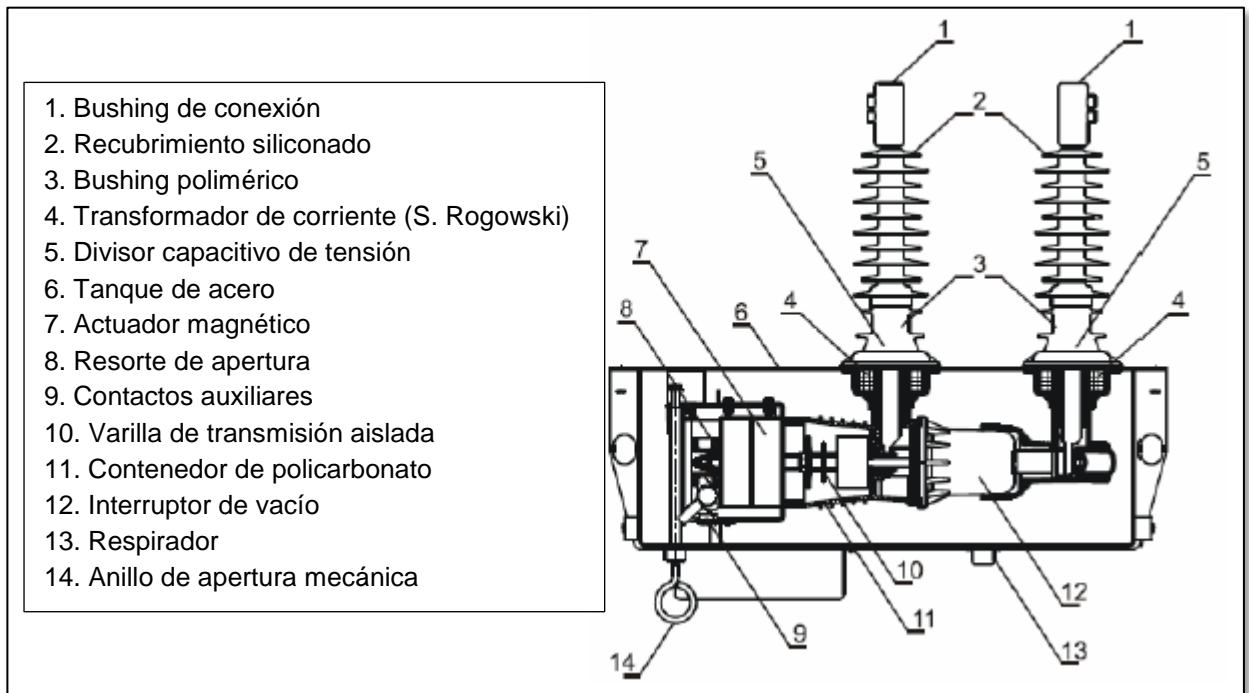


Figura 27. Partes del reconnector

Los tres actuadores magnéticos están interconectados para asegurar una correcta operación tripolar y el mecanismo se mantiene en posición abierta o cerrada por medio de un seguro magnético.

El reconnector se cierra mediante un impulso de corriente controlada que proviene de un capacitor, que se mantiene permanentemente cargado, ubicado en el gabinete de control y que se descarga a través del solenoide de cierre, este atrae a la placa, la cual, a su vez cierra los contactos en el interruptor de vacío mediante las barras impulsoras. Los contactos se mantienen en posición cerrada por medio de las lengüetas del enganche que se apoyan en la barra de apertura.

La apertura de los contactos se logra mediante la liberación de un impulso de corriente controlada desde un capacitor, a través de la bobina de apertura. Dicho impulso atrae a la armadura de la barra de apertura que hace girar a esta última y libera el mecanismo. El resorte de apertura y los resortes de contacto aceleran esta apertura de los contactos de potencia.

El reconectador puede ser abierto manualmente por medio de una pértiga tirando el anillo de disparo mecánico hacia la posición de abierto. La indicación de la posición se encuentra ubicada en la base del tanque y un operador la puede ver desde el suelo.

La tensión se mide en todos los seis terminales usando pantallas conductoras de goma conectadas capacitivamente a los terminales de media tensión, que funcionan como divisores de tensión capacitivos generando una tensión proporcional a la diferencia de potencial entre el circuito de MT del módulo de potencia y tierra. La corriente se lee también en los seis conductores mediante sensores Rogowski. Tres sensores en un lado de los interruptores de vacío están conectados en delta para monitorear las corrientes de fase y proveen información para la protección contra sobre corriente. Los tres sensores del otro lado de los interruptores de vacío están conectados en estrella y sirven para la medición de la corriente residual para información y protección contra la sobre corriente a tierra.

El sensor Rogowski es esencialmente un transformador de corriente (TC) con núcleo de aire que se construye sobre un material diamagnético, esto permite tener una baja inductancia y respuesta a corrientes de rápida variación. Además, como no está sujeto a saturación cuando queda expuesto a corrientes de falla, brinda alta linealidad. Sin embargo, contrariamente a los TC convencionales, los sensores de Rogowski no generan tensiones potencialmente peligrosos cuando el secundario es un circuito abierto. Estos tienen la particularidad que estando contruidos apropiadamente, presentan alta inmunidad a interferencias electromagnéticas.

2.2.3 Circuito automático del reconectador

El cubículo de control del reconectador (RC Cubicle), para lograr la compatibilidad electromagnética, contiene a las fuentes potenciales de interferencia electromagnética (EMI) dentro de un material magnéticamente permeable para absorber su energía asociada. El acero es ideal para esto y se lo suele anodizar con zinc para aumentar sus propiedades y vida útil.

El módulo de alimentación (PSM) es el que controla los requerimientos de energía para todos los otros módulos. Junto a la batería de plomo ácida de 12 V, permiten la operación de la fuente de poder ininterrumpida (UPS).

El módulo de procesamiento principal contiene el control del microprocesador y tiene el interfaz de usuario (MMI) para control del operador. Permiten la conexión a una Pc usando un programa de software mediante un conector RS-232.

El módulo drivers es el responsable de generar los pulsos de corriente para las operaciones de disparo trip, cierre y monitorear el estado de los circuitos operativos.

El bloque de terminales RS-485 y módulos I/O proveen control externo y funciones de indicación para SCADA u otra aplicación de control remoto.

En la siguiente figura se puede observar el circuito esquemático del reconectador, donde se pueden individualizar el módulo de potencia y el de control:

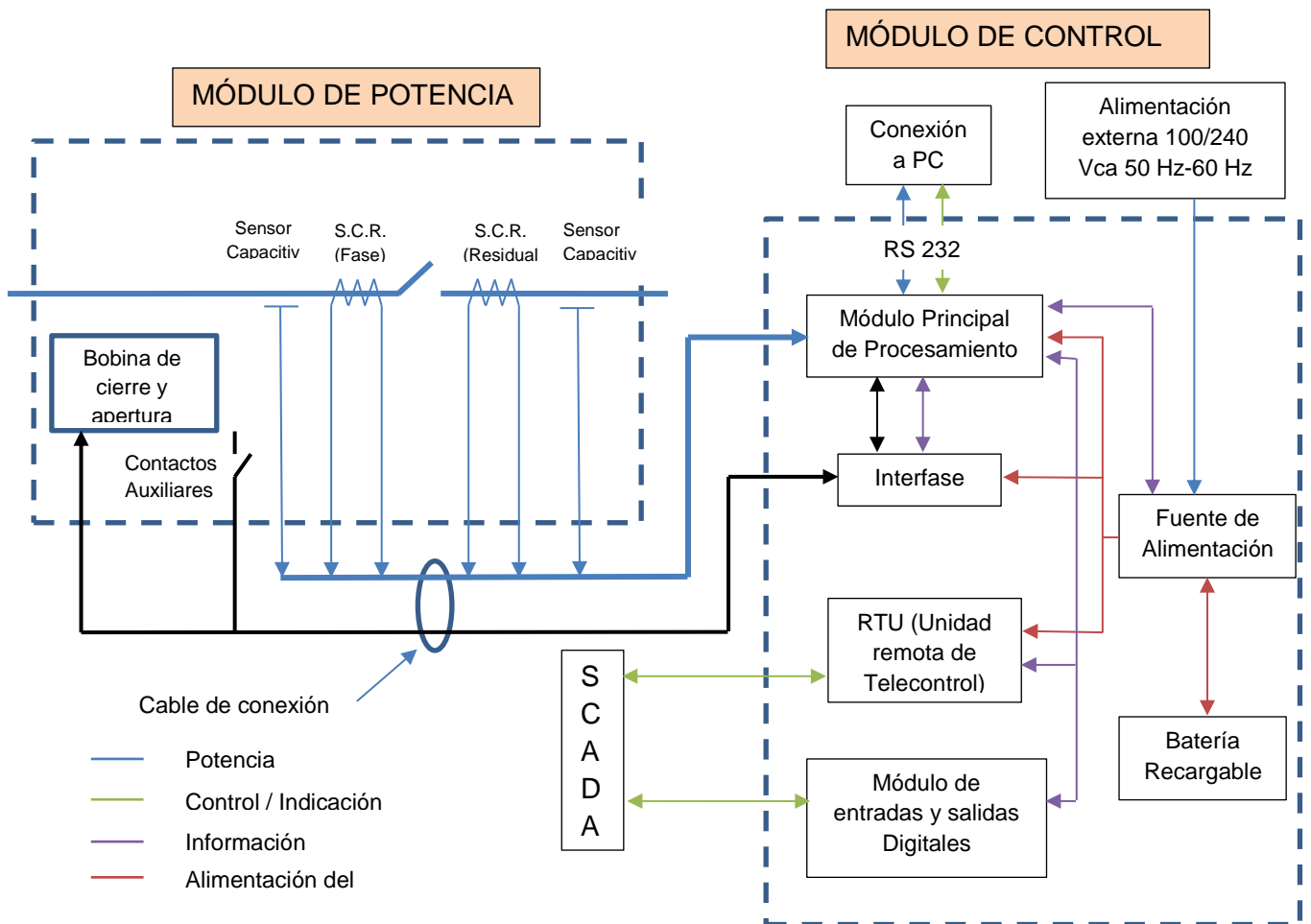


Figura 28. Circuito esquemático del reconectador

El módulo principal de funcionamiento (MPM) es responsable de toda la funcionalidad en el control del reconectador a través de la interacción del módulo de potencia, la UPS y el módulo de control. El MPM tiene un panel de operador integrado el cual provee las siguientes funciones:

- Mediciones
- Protecciones
- Monitoreo
- Controles e indicaciones

Este módulo convierte las señales analógicas originadas en el módulo de control del reconectador en datos digitales. Los datos de medición son filtrados por su contenido de armónico y el valor RMS de la señal fundamental es usado por las aplicaciones de protección e indicación.

La comunicación hombre-máquina se puede realizar por medio del interfaz del operador o mediante telecomunicación. El primero consiste en un teclado de membrana sellada con botones de presión con indicación, diodos de emisión de luz, junto a una pantalla de cristal líquido (LCD). El segundo se caracteriza por lograr comunicaciones remotas con el control del reconectador usando módulos de entrada-salida o conectándose a la interfaz RS-485 o RS-232.

La fuente de poder ininterrumpida (UPS) permite el manejo y distribución de la potencia al control del reconectador desde suministros AC con una batería para suministro de respaldo.

El módulo Driver convierte las señales de control disparo-cierre del módulo principal de procesamiento en pulsos de corriente aplicados a las bobina del actuador magnético para llevar los contactos a la posición abierto o cerrado. También convierte el estado de los contactos auxiliares del módulo de potencia en una señal de posición lógica para ser usada como protección y elementos de indicación del MPM.

Los capacitores de disparo y cierre del módulo driver tienen la capacidad de permitir un ciclo de operación completo $O-0,1s-CO-1s-CO-1s-CO$. Los capacitores se cargan dentro de los 60 segundos de la aplicación de la energía auxiliar o ejecución del ciclo de trabajo indicado.

2.2.4 Protecciones del Reconnectador

Los reconectores son usados para proteger líneas de energía, transformadores y otros equipos de distribución al ser expuestos a los niveles de corriente dañinos. También detectan líneas caídas para reducir el riesgo al público. Esto es logrado a través del monitoreo de la corriente y la tensión trifásicas para detectar las situaciones de fallas.

El módulo principal de procesamiento (MPM) provee cuatro grupos individuales de configuraciones de protección y cada grupo tiene las siguientes funciones de protección:

- Sobrecorriente de fase y tierra.
- Falla de tierra sensible
- Sobrecorriente de línea viva
- Baja Tensión y baja frecuencia
- Detección de pérdida de suministro
- Control de reconexión de tensión.
- Restauración automática del suministro

Se procede a describir las protecciones anteriormente mencionadas:

2.2.4.1 Protección contra sobrecorriente de fase y tierra:

Las corrientes de fase individuales son monitoreadas para protección de sobrecorriente de fase (OC) y la corriente residual (EF) es monitoreada para protección de falla a tierra. Tanto OC como EF poseen tres elementos de protección de sobrecorriente para cada dirección de flujo de potencia permitiendo alcanzar los requerimientos de coordinación. De esta manera, la aplicación del elemento direccional provee protección efectiva en situaciones de alimentación anillada y radial mientras se mantiene una correcta coordinación.

La protección OC monitorea corrientes de fase procesando mediciones derivadas de los secundarios de los sensores Rogowski conectados en delta en los terminales ABC del reconector. La protección OC consta de 6 elementos de sobrecorriente individuales que proveen tres etapas de protección en cada una de las direcciones de flujo de potencia.

- OC1: Elementos de temporización de Secuencia Primaria. Usados para establecer el máximo número de operaciones de bloqueo y permitir operaciones de protección con temporización en una secuencia de reconexión.
- OC2: Elementos de configuración baja. Se pueden usar para permitir una primera operación rápida de despeje de fusible o una primera etapa del elemento corriente vs tiempo (TCC). Los elementos de configuración baja están provistos de un modo de modificación de corriente máxima para permitir la implementación de una estrategia de quemado de fusibles.
- OC3: Elementos de configuración alta. Usados para minimizar la exposición de los equipos aguas abajo a corrientes de falla altas.

La protección de falla de tierra (EF) monitorea la corriente residual procesando las mediciones derivadas desde los secundarios de los sensores de Rogowski conectados en

estrella en los terminales RST del reconectador. Al igual que la protección OC, la EF consta de seis elementos de sobrecorriente individuales que proveen tres etapas de protección en cada una de las direcciones de flujo de potencia, las cuales tienen las mismas características que las OC.

Los elementos directos e inversos de la configuración baja pueden ser establecidos con una temporización inversa mínima (IDMT) o característica de corriente vs tiempo (TCC) de tiempo definido (TD). Las curvas son seleccionadas independientemente para los elementos OC y los elementos EF.

El pick up de carga fría (CLP) permite restituir el suministro a la diversidad de carga debido a un corte prolongado, en la cual se produce un incremento de la demanda debido a que las cargas van a ingresar todas al mismo tiempo. Por tal motivo, se incrementa el multiplicador de carga fría operacional (OCLM) desde 1 a un valor establecido por el usuario durante un periodo de tiempo también establecido por el usuario (tiempo de reconocimiento de carga fría). Una vez restituido el suministro, el OCLM regresa a 1 durante un segundo periodo de tiempo establecido por el usuario (tiempo de carga fría).

El elemento de protección contra la corriente de inserción (inrush) se debe a que muchos casos se presentan situaciones donde un alimentador que esta energizado, sufre un corto receso causado por una auto reconexión, lo que produce la aparición de corriente de irrupción asociadas con cierto tipo de cargas que causan una corriente mayor que la normal. Un ejemplo típico, lo suelen ser la corriente de excitación del transformador y la corriente de encendido del motor.

La protección de inrush actúa aplicando un multiplicador temporal al nivel de la corriente regulada al detectar pérdida de suministro. La aplicación apropiada de esta protección permite a la coordinación de protección la flexibilidad de hacer frente a los incrementos transitorios en la corriente de carga causados por la inrush sin comprometer la sensibilidad de la protección.

Los elementos regulados de carga fría y frenado de inrush permiten personalizar la protección de manera efectiva de acuerdo a las características del sistema.

Los modos de operación disponibles para cada uno de los elementos son los siguientes:

- Disparo y reconexión
- Disparo y bloqueo
- Deshabilitado
- Alarma (únicamente usado en los elementos de secuencia primaria)

La adición transitoria de tiempo (TTA) permite el despeje de fallas con una serie de reconexiones usando la misma característica de corriente vs tiempo por aplicación automática de un margen de tiempo gradual en la reconexión. Por otro lado también puede ser usado para lograr aislar la falla con series de reconectores programados con la misma característica de corriente de tiempo (TCC).

El principio de operación de la TTA consiste en que cada reconector abra ante una respuesta a cualquier falla aguas abajo y el control de reconexión de tensión inhiba las operaciones de reconexión de aparatos sucesivos hasta que el aparato aguas abajo haya operado en cada caso. Cada aparato que se cierra sobre un tramo que no presente falla en el alimentador tiene tiempo adicional añadido sobre su TCC. En cambio, el aparato que se cierra sobre la falla no tiene tiempo adicional aplicado y subsecuentemente va a operar para bloquear y despejar la falla.

2.2.4.2 Protección contra falla de tierra sensible (SEF):

La protección de falla de tierra sensible monitorea la corriente residual procesando las mediciones derivadas de los secundarios conectados en estrella del segundo conjunto de sensores Rogowski en el reconector. La protección SEF comprende dos elementos de sobrecorriente, un elemento direccional y un elemento auto reconector.

El número de operaciones de SEF para apertura definitiva es independiente de OCEF y pueden ser programadas hasta cuatro aperturas de protección SEF en una secuencia de reconexión.

2.2.4.3 Protección contra sobrecorriente de línea viva (LL):

La protección de sobrecorriente de línea viva consiste de dos elementos no direccionales de sobrecorriente, uno de falla a tierra y uno de sobrecorriente de fase. La operación de ambos elementos origina un disparo con bloqueo y puede seleccionarse para cada uno un tiempo definido independiente. Al habilitar el elemento de línea viva, automáticamente se deshabilita cualquier reconexión automática desde cualquier fuente.

2.2.4.4 Protección contra baja tensión (UV):

La protección de baja tensión dispone de tres elementos de actuación por baja tensión y un elemento de auto reconexión. Los tres primeros permiten que la protección opere frente a caídas de tensión en las tres fases, desbalances de fase, pérdida de fase o pérdida de alimentación en las tres fases. El segundo permite una sola operación de reconexión si el reconector ha sido operado ante cualquier elemento por baja tensión.

2.2.4.5 Protección contra baja frecuencia (UF):

La protección de baja frecuencia monitorea las mediciones de la frecuencia del suministro de media tensión y responde a una reducción sustancial en la frecuencia del sistema.

2.2.4.6 Detector de pérdida de suministro:

El detector de pérdida de suministro consiste de elementos para detectar la pérdida de tensión en las 3 fases en cada lado del reconector y elementos para detectar la pérdida de la corriente en las tres fases.

2.2.4.7 Control de reconexión de tensión (VRC):

El control de reconexión de tensión inhibe una operación de auto reconexión por cualquier elemento ya sea por sobrecorriente de fase y tierra, de falla a tierra sensible, bajo tensión o por reposición automática del suministro, cuando la tensión en el lado de la fuente cae bajo un umbral fijado por el usuario. La aplicación correcta del VRC previene situaciones de reposición del suministro potencialmente peligrosas, aislando la fuente al percibir la pérdida del suministro aguas arriba, durante una operación de despeje para una falla aguas abajo.

2.2.4.8 Reposición automática del suministro (ABR):

Cuando se habilita la reposición automática del suministro se genera un cierre automático si el suministro se repone en el lado fuente de reconector normalmente abierto.

La ABR solo puede ser activada si el reconector está en posición abierto, la protección está habilitada, la auto-reconexión está habilitada y la línea viva esta deshabilitada.

El módulo de control del reconectador genera un monitoreo constante y almacena los siguientes registros:

- Operaciones de cierre/apertura: datos del reconectador
- Perfil de falla: datos de las fallas presentadas
- Registro de eventos: datos de eventos
- Mensaje de cambio: datos de configuración y cambio de estado
- Perfil de carga real: perfil de carga de potencia Activa y Reactiva, ya sean monofásica o trifásica
- Contadores de tiempo real de falla

El monitoreo también genera y mantiene el tiempo de vida y el contador de fallas. Los registros y contadores pueden cargarse a una computadora mediante el software del reconectador.

2.2.5 Transferencia automática con reconectador como Unión

En sistemas en anillo con un punto abierto, se instalan reconectores como dispositivo de nexo entre los dos circuitos, con la particularidad de que están normalmente abiertos y se aplica el principio de la transferencia automática.

Es un esquema de automatización de redes de distribución (DSA) en el cual al presentarse una falla en algún sector de la línea, permite restablecer el suministro de energía en las secciones libres de falla, las cuales habían sido desconectadas debido a la actuación de la protección. Una vez que la falla haya sido solucionada, este esquema permite restaurar la configuración inicial de la red automáticamente.

La lógica asociada a cada reconectador opera en este esquema sin necesidad de comunicaciones o intervención del operador usando la detección de tensión integrada de los reconectores. Esto permite que no se requieran de equipos adicionales.

El principio de operación de esta configuración de la red permite restaurar el suministro de energía a secciones libres de falla de la red. Esto se puede lograr a partir del siguiente criterio:

- Aislar la sección de falla.
- Reconfigurar la red para que las secciones libres de falla reciban suministro.
- Automáticamente restaurar la configuración de la red cuando la falla es removida.

Para estas configuraciones, podemos encontrar tres ubicaciones posibles para los reconectores, a partir de las cuales se denominan a cada uno de manera diferente. Los mismos son:

- Reconector alimentador (feeder recloser): es el que se encuentra más cercano a la estación transformadora.
- Reconector de unión (Tie recloser): es el que se ubica en el punto de interconexión entre dos líneas, el cual se caracteriza por su estado normalmente abierto.
- Reconector de punto medio (Mid-point recloser): son aquellos que se encuentran en cualquier punto de la red entre el reconector de alimentador y el de unión.

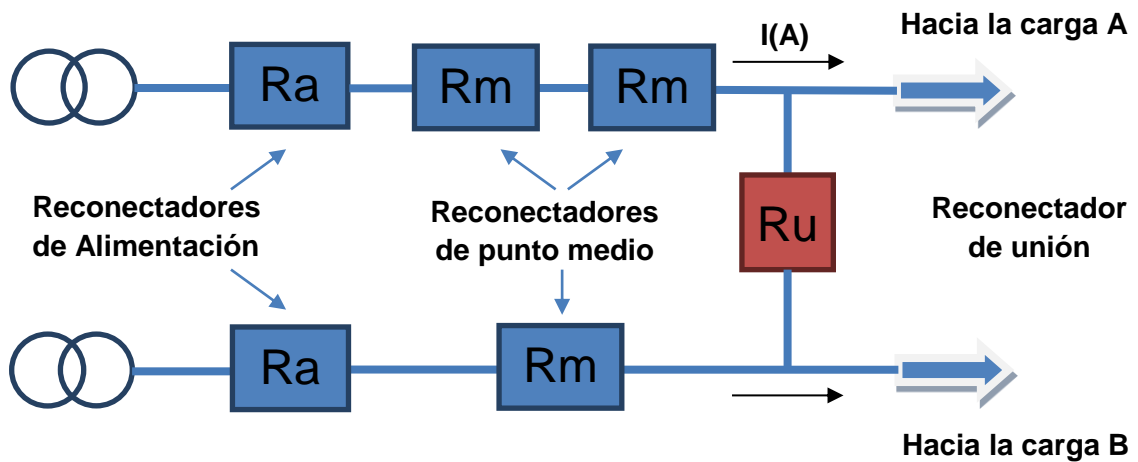


Figura 29. Las distintas posibles ubicaciones de los reconectados

Para poder aplicar una reconfiguración de la red se necesitan de ciertas reglas que se deben cumplir, las cuales son las siguientes:

- 1° Regla: el reconector alimentador dispara cuando pierde el suministro de energía o cuando ve una falla en el tramo de línea aguas abajo entre el mismo y el reconector siguiente.
- 2° Regla: Los reanectores de punto medio cambian al grupo B y entran en modo de disparo único cuando la tensión del lado fuente se pierde.
- 3° Regla: El reconector de enlace cierra cuando el suministro de tensión se pierde en uno de los dos lados, siempre que uno de los suministros esté disponible.

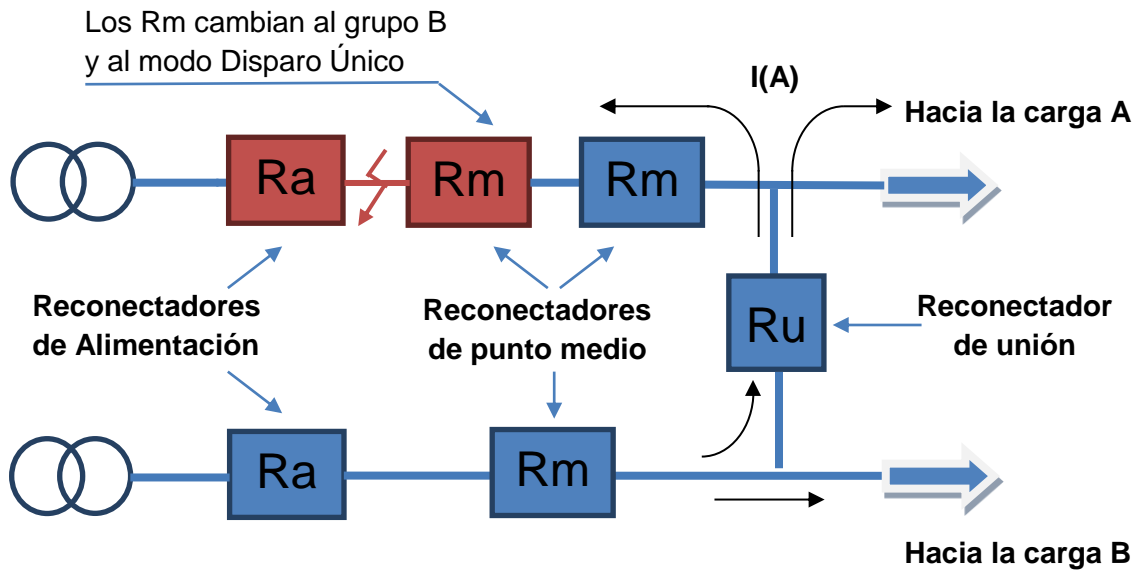


Figura 30. Reconfiguración de la red frente a la presencia de una falla eléctrica

- 4° Regla: El reanclador de alimentación cierra cuando la alimentación del lado fuente es restablecida o cuando el suministro es restablecido en ambos lados debido a la desaparición de la falla.

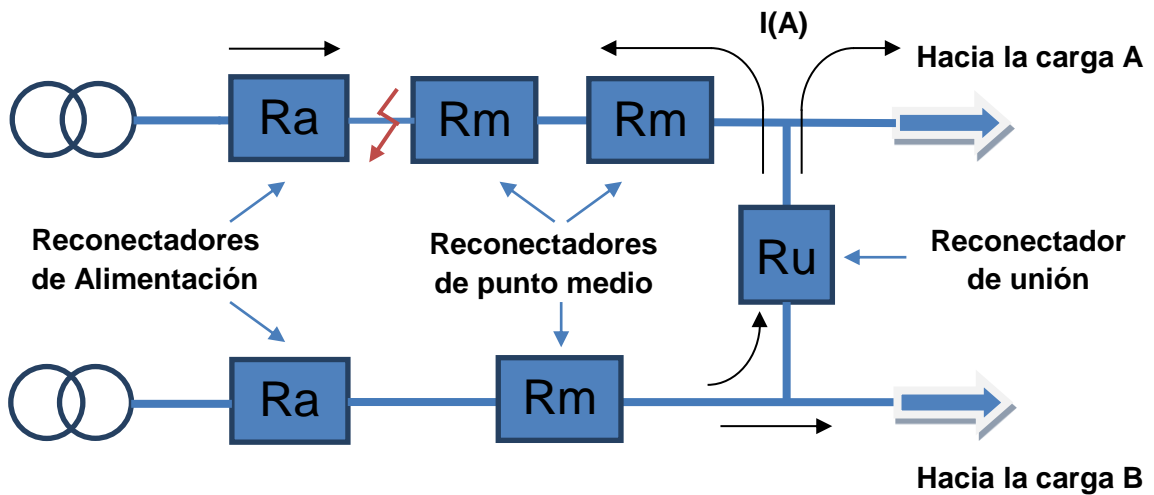


Figura 31. Reconfiguración de la red frente al cese de la falla eléctrica

- 5° Regla: los re conectadores de punto medio cierran cuando el suministro es restablecido en ambos lados.

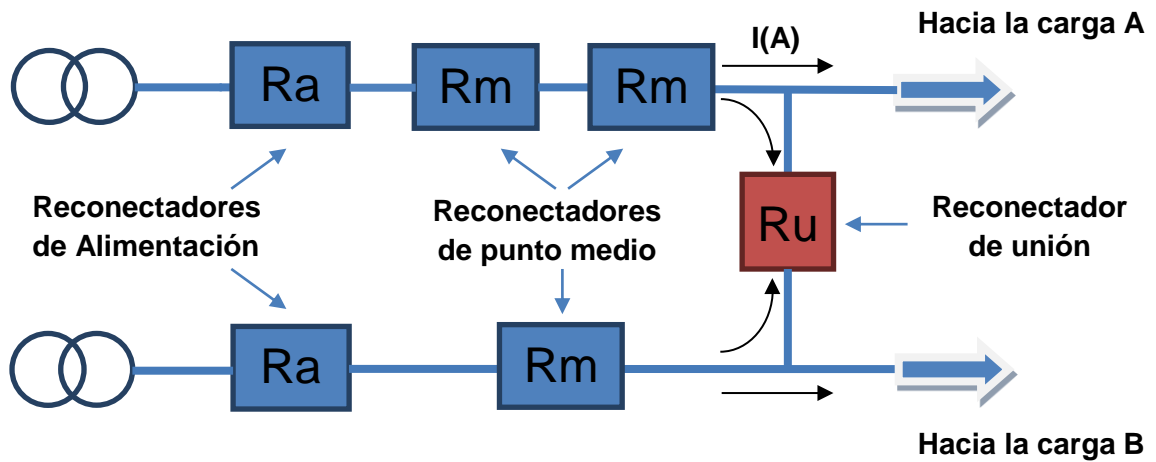


Figura 32. Restablecimiento de la configuración inicial de la red

- 6° Regla: El re conector de enlace abre cuando el flujo de potencia se reduce al 50%, o flujo de potencia en sentido inverso. Una vez abierto el Ru, los Rm vuelven al estado de origen.

2.3 Seccionalizadores

El seccionalizador es un dispositivo de seccionamiento que aísla de manera automática una sección de una línea de distribución donde ocurre una falla permanente. El mismo está diseñado para aplicarlo en líneas de distribución aéreas con el objetivo de la mejorar la fiabilidad y continuidad del servicio. El seccionalizador se lo clasifica por clase de tensión (15, 27, 38 kV); su utilización ahorra tiempo, esfuerzo y dinero al reducir los tiempos de inactividad de la red y mejorar los índices de calidad de servicio, como el índice de duración media de interrupción por kVA instalado.

El seccionalizador normalmente se utiliza asociado a un reconectador ya que no tiene la capacidad de aislar la falla por sí solo. Su función consiste en contar las operaciones del reconectador o del dispositivo de seguridad con el que trabaja asociado (interruptor), y luego de una cantidad preseleccionada de operaciones de interrupción de corriente, mientras el reconectador se encuentre abierto, el seccionalizador se abre para aislar la sección de la línea donde se encuentra la falla. Esto le permite al reconectador realizar un re-cierre para restablecer el servicio al resto de los usuarios, habiendo despejado el seccionalizador el sector de la línea en falla.

Si la falla es temporal, entonces, esta será liberada por el dispositivo de seguridad aguas arriba del seccionalizador, antes de terminar con el conteo para abrir, de esta forma permanece cerrado y no se saca de servicio ese sector innecesariamente. Luego, la lógica del seccionalizador se reinicia automáticamente para prepararse a recibir otro ciclo de operaciones si una nueva falla se presentase.

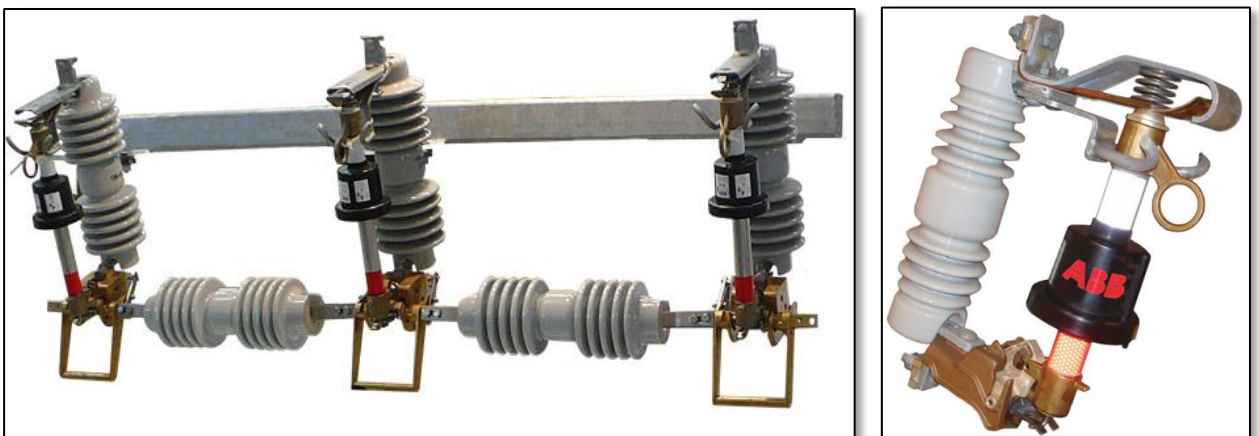


Figura 33. Seccionalizadores Tripolares y Unipolares

En los seccionadores son configurables la corriente de actuación y la cantidad de conteos, lo que le permite instalarlos en distintos puntos de la red y mejorar la protección del sistema de distribución de manera simple y económica. Estos son similares a los seccionadores fusibles ya que al quedar caído facilita a los operarios identificar con rapidez las líneas aéreas afectadas por las fallas y han sido diseñados para montarse en la misma base de los seccionadores fusibles.

El seccionador se caracteriza por operar de manera independiente de la curva de tiempo-corriente, por lo que no necesita ningún requerimiento de coordinación adicional para el esquema de protección. De esta manera la inserción del seccionador en la red, no altera la configuración de los equipos que se encuentran aguas arriba o abajo. Poseen la ventaja frente a los fusibles de que les permite trabajar en áreas donde la corriente de falla no permite coordinación con fusibles o entre dispositivos de protección debido a que sus curvas de operación se encuentran muy cercanas, donde se complica incorporar una coordinación adicional. Otra desventaja que presentan los fusibles es que al reemplazarlos no se dispone habitualmente de la capacidad ideal, y son afectados por el envejecimiento, lo cual empeora su propiedad de coordinar.

Los seccionadores se fabrican unipolares y tripolares. Dentro de las diferencias podemos nombrar que los primeros se caracterizan porque la apertura trifásica previene el desbalance de las redes. Su construcción consiste en una base trifásica, donde se montan los tres elementos unipolares, y al producirse la apertura de alguno de ellos, los otros dos se abren mediante un dispositivo mecánico que solidariza los mismos. Estos son usados en líneas en las que no se desea la apertura monopolar, y en sistemas con distintas configuraciones de puesta a tierra. Los monofásicos actúan de manera independiente y se montan sobre una base idéntica a la utilizada en los seccionadores porta fusibles.

2.3.1 Descripción

Dentro de cada tubo conductor se alojan circuitos electrónico y de disparo, controlados y alimentados por dos bobinas toroidales, las cuales están montadas por fuera del tubo conductor y están encapsuladas en una resina impermeable resistente a los agentes externos. Una de ellas mide la corriente del circuito mientras que la otra carga un capacitor que proporciona la energía de actuación para el disparo. Cada tubo funciona como un recinto apantallado, para proteger el circuito electrónico de la influencia de los campos magnéticos.

El circuito electrónico analiza continuamente la corriente de la red y en caso de falla, contabiliza las operaciones de apertura realizadas sobre el circuito por el dispositivo de protección de cabecera y determina la apertura mecánica del seccionador si la corriente

de falla se establece como continua o permanente. Por otro lado, el circuito electrónico tiene como función realizar un análisis espectral de la curva de corriente para discriminar entre la corriente de inrush de los transformadores y una corriente de falla. Esta función es de gran utilidad ya que disminuye los cortes del servicio por fallas transitorias no deseadas o por la corriente que toman los equipos en el momento de su conexión.

Cada tubo posee un módulo de configuración, que se encuentra debajo del contacto superior, el cuál le permite al usuario configurar la corriente de actuación y la cantidad de conteos, con cierta flexibilidad de manera tal de obtener la combinación deseada para ajustar la unidad en función de las demandas específicas del sitio en donde se encuentre instalado.

El disparo se logra cuando se activa un solenoide situado en la mitad inferior del tubo conductor y libera el brazo de accionamiento, lo que le permite al brazo articulado girar y dejar al seccionador abierto como un seccionador fusible.

2.3.2 Operación

El seccionizador se instala en ramales y derivaciones, aguas debajo de un reconectador o interruptor con recierre. Cuando el valor de la corriente en la línea es al menos un 10 % mayor al valor de la corriente de actuación predeterminada, el seccionizador comienza contar las operaciones de apertura del reconectador. Una vez que alcanza el conteo prefijado (de 1 a 4 operaciones de apertura, y al mismo tiempo deben ser n-1 operaciones que las del reconectador), entonces se abre el circuito en el ramal o fase (en el caso de ser monofásico el seccionizador) mientras el reconectador permanece abierto. En caso de querer restablecer el circuito se realiza mediante la reposición manual del dispositivo mecánico, para lo cual se deben tener en cuenta las normas y procedimientos de seguridad para la reposición de equipos en las líneas aéreas.

Se pueden mencionar las siguientes características de los seccionizadores:

- Configurable por el usuario final, entre 6 y 215 A, y de 1 a 4 conteos.
- La lógica de electrónica analiza y discrimina entre la corriente de falla y la corriente de inrush dentro de un ciclo de corriente.
- Previene cortes de servicios innecesarios, ya que opera únicamente en condiciones de falla permanentes.
- Soporta tiempos de línea muerta de hasta 3,5 minutos sin perder la memoria de conteos.
- No requiere fuentes externas de energía.
- Instalación simple y rápida.

- Coordina perfectamente con reconectores, lo que reduce costos operativos y mejora la fiabilidad del sistema.
- Permite reposición en campo sin necesidad de herramientas adicionales.
- Ofrece un modelo único por rango de tensión, por lo que disminuye el inventario.

3. ESTUDIO TÉCNICO

Las características geográficas de la provincia de Córdoba y la distribución de demandas sobre su territorio en zonas rurales, dan lugar a que los sistemas distribución aéreos de media tensión presenten largas longitudes y configuración radial. Frente a estas circunstancias se presentan dos grandes problemáticas, por un lado si se suma el crecimiento de la demanda eléctrica, a través de las líneas de distribución de energía se produce una mayor caída de tensión, la cual en muchos casos supera los límites establecidos por las nuevas reglamentaciones y por otro lado estas características de líneas largas con muchas derivaciones comprometen la calidad del servicio en lo que respecta a la rapidez en la detección de las fallas y separación del sector comprometido.

Como objetivo principal del presente proyecto se pretende encontrar una solución a los problemas existentes, para ello se procede a seleccionar un conjunto de líneas de MT cuyas características sean representativas del resto de las líneas de MT que se pueden encontrar en la Provincia de Córdoba. De esta forma el estudio realizado se podría aplicar de manera equivalente al resto de las líneas que presenten inconvenientes en cuanto a los parámetros eléctricos exigidos. Debido a ello se seleccionaron las líneas de MT rurales de 13,2 kV existentes en la localidad de Villa de Soto, en el norte de la provincia de Córdoba. Estas tienen la particularidad que tienen su origen en la Estación Transformadora Soto de 66/13,2 kV, ubicada en la calle Bv. Moreno esquina Ruta Provincial 15, Municipio de Soto, la cual se puede observar en la siguiente imagen:



Figura 34. Foto de la Estación Transformadora desde el exterior

La estación en la actualidad posee 4 distribuidores, de los cuales 2 se encargan de alimentar la ciudad Villa de Soto y presentan longitudes cortas. Los otros dos alimentan las ciudades aledañas y sus longitudes son importantes, superiores a 20 km.

Por las características de estas líneas, se estudiarán únicamente los últimos dos, y sus nombres son los siguientes:

- Distribuidor Bañado – Marmolera
- Distribuidor Pichanas – Serrezuela:

Los distribuidores en estudio presentan trazas de longitudes considerables, el primero de ellos tiene una longitud de 42 km y el segundo de 40 km. Sus trazas se pueden observar en la siguiente figura:

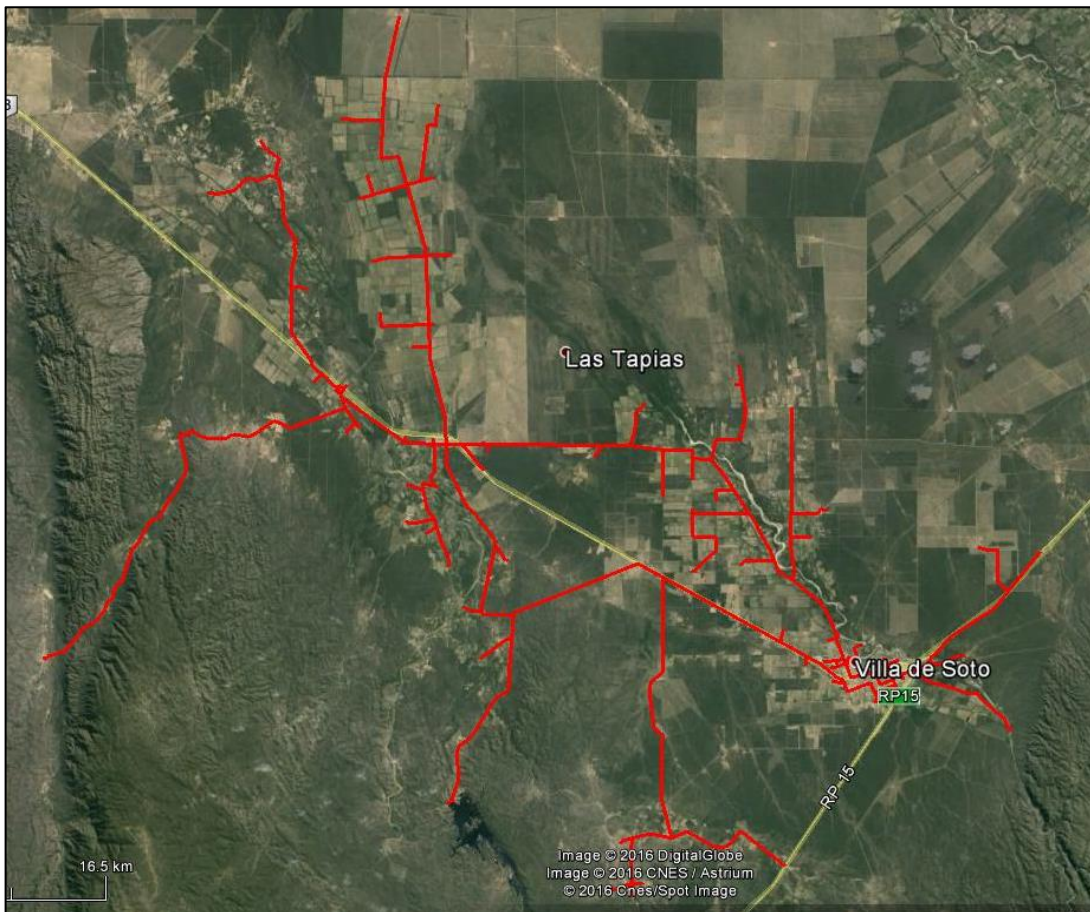


Figura 35. Traza de los distribuidores en estudio desde el Google Earth

El proyecto consiste en estudiar tanto los perfiles de tensión que presentan las líneas de MT en toda su extensión como también investigar las cantidad y el porqué de las numerosas interrupciones del servicio eléctrico que presentan las líneas actualmente, y posteriormente comparar ambos parámetros con los exigidos por la reglamentación. En el caso que se presenten incumplimientos se empleará el criterio obtenido durante el transcurso de la carrera de ingeniería y se optará entre las posibles soluciones técnicas, las que cumplan con los requerimientos exigidos, para aplicarlas y que nos permitan encontrar la solución deseada. El análisis se realizará para tres escenarios, uno con demanda de potencia actual y los otros con una proyección de crecimiento de potencia a 5 y 10 años.

Durante el desarrollo se pretende aplicar el uso de nuevas tecnologías para el control y protección de la línea como lo son reguladores de tensión, reconectores, seccionadores fusibles (Kearney), seccionalizadores, descargadores, condensadores para corrección del factor de potencia.

En función de lo descrito se procede a separar el estudio por cada distribuidor, y en cada uno de ellos se analizará lo que corresponde por un lado a calidad del producto técnico, donde se analizarán los niveles de tensión de la LMT obtenidos, los cuales serán calculados mediante un diagrama de flujo estático y por otro lado lo que respecta a calidad del servicio técnico, donde se estudiarán las interrupciones que se presentan en ambos sistemas de distribución.

A continuación se indicarán las tres situaciones que se tuvieron en cuenta para poder desarrollar los cálculos:

- 1) La situación inicial o estado base, en el cual la información fue obtenida por investigación de la línea, relevamiento de datos y consultas a la Cooperativa Villa de Soto y EPEC. En este estado, se consideran los transformadores trabajando al 60%.
- 2) El estado a 5 años, el cual se obtiene por proyección del incremento de la demanda, tomando como base datos estadísticos que indican que ésta crece a una tasa del 5% anual.

En este escenario se considera que, como consecuencia del incremento de la demanda e incorporación de nuevos clientes, se utiliza hasta el 70% de la potencia nominal de los transformadores.

- 3) El estado a 10 años, el cual se obtiene por proyección del incremento de la demanda, tomando como base datos estadísticos que indican que ésta crece a una tasa del 5% anual.

En este escenario se considera que, como consecuencia del incremento de la demanda e incorporación de nuevos clientes, se utiliza hasta el 80% de la potencia nominal de los transformadores.

Para todos los estados, a fin de un cálculo conservativo, se supone un factor de simultaneidad del 100%.

3.1 Memoria de cálculo

En la presente sección se explica el procedimiento utilizado para el cálculo de las principales variables en estudio, como ser, caída de tensión, potencia reactiva, potencia aparente, impedancia de la línea, etc.

3.1.1 Análisis de cargas

En primera instancia se quiere conocer la potencia demandada por los usuarios para determinar la potencia que debe suministrar la estación transformadora

Se comienza con el estudio y análisis de las cargas existentes, separando su parte activa y su parte reactiva. Para esto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Las cargas puntuales de más de 100 kVA poseen corrección de factor de potencia en baja tensión. El valor corregido es de 0,95.
- Para el resto de las cargas, se toma un valor del factor de potencia de 0,86.

Luego la potencia activa y reactiva de las cargas se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$Q[kVAr] = S[kVA] * \text{sen}(\varphi)$$

$$P[kW] = S[kVA] * \text{cos}(\varphi)$$

La obtención de las mismas se puede deducir del siguiente triángulo de potencias:

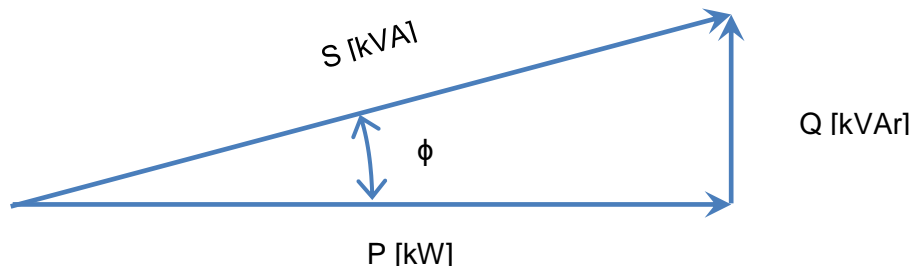


Figura 36. Triángulo de potencias

El siguiente paso es obtener la potencia reactiva correspondiente a cada transformador. Para esto se debe tener en cuenta que la potencia reactiva está en función de la potencia de cada transformador y de su estado de carga.

Los estados de carga considerados son del 60% para el estado actual, 70% para el período de 5 años y el 80% para los 10 años.

Para el cálculo de la potencia reactiva de un transformador se consideran dos contribuciones; una debida al estado de vacío y otra debida al estado de carga del mismo. Las expresiones resultantes son las siguientes:

$$Q_0[kVAr] = \sqrt{\left(\frac{I_0\%}{100} * S\right)^2 - P_{Fe}^2}$$

$$Q_C[kVAr] = \sqrt{\left(\frac{\mu_{cc}\%}{100} * S\right)^2 - P_{Cu}^2}$$

$$Q_T[kVAr] = Q_0 + Q_C$$

Dónde:

- Q_0 : potencia reactiva en vacío.
- Q_C : potencia reactiva debido a la reactancia serie del transformador.
- Q_T : potencia reactiva total del transformador.
- $I_0\%$: corriente de vacío porcentual.

- $\mu_{cc} \%$: tensión de cortocircuito porcentual.
- P_{cu} : pérdidas en cobre, en kW.
- P_{Fe} : pérdidas en el hierro, en kW.
- S : potencia nominal del transformador, en kVA.

En la siguiente tabla se pueden observar los datos de los principales transformadores que se utilizaron en el análisis.

Según GRUPO CORPORATIVO MAYO						
Transformadores trifásicos rurales y de distribución Relación 13.200 +-5%-2x2,5% / 0,4 – 0,231 kV						
Tipo		Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	I _o (%)
			P _o	P _{cc}		
RURALES	1	10	80	340	4,5	3,7
	2	16	100	550	4,5	3,5
	3	25	140	650	4,5	3,3
	4	31,5	170	900	4,5	3,1
	5	40	180	1050	4,5	3
	6	50	210	1250	4,5	2,9
	7	63	230	1450	4,5	2,7
DISTRIBUCIÓN	8	125	420	2100	4	2,4
	9	160	500	2500	4	2,3
	10	630	1450	7250	4	1,8

Tabla 2. Datos característicos de los transformadores marca Mayo

QT es el valor de potencia reactiva propia de cada transformador de acuerdo a su estado de carga; si sumamos a ésta la potencia reactiva correspondiente a la carga que alimenta el transformador, se obtiene la potencia reactiva total en bornes primarios. Este valor de potencia reactiva, es la que se debe compensar mediante el uso de capacitores distribuidos en la línea de MT. Se debe tener en cuenta cuando se instala un banco de condensadores en una instalación que cuenta con un transformador de potencia de MT/BT, la potencia reactiva fija a instalar no deberá ser mayor a la potencia reactiva en condiciones de carga del transformador. Normalmente, cuando se quiere realizar una corrección fija de la potencia reactiva del transformador, se toma un valor que oscila como máximo entre el 10% y 15% del valor de la potencia nominal aparente de la máquina; de esta manera se ha corregido la potencia reactiva de vacío y la correspondiente a un porcentaje de carga. Este valor fijo no generará pequeñas sobretensiones por sobrecompensación.

$$Q_{fija}[kVAr] \leq 15\% * S[kVA]$$

El siguiente paso consisten en obtener la potencia aparente que el sistema requiere. Para ello se suman las potencias reactivas de las cargas, transformadores y de otros dispositivos como ser reguladores de tensión, reconectores, capacitores, si los hubiera. Por otro lado, la potencia activa viene determinada por las cargas, en su estado de carga correspondiente.

Para este análisis se desprecia la potencia activa y la potencia reactiva de la línea por ser en orden de magnitud muy inferior a la de los elementos considerados.

En la siguiente figura se puede observar el triángulo de potencia en bornes del primario del transformador:

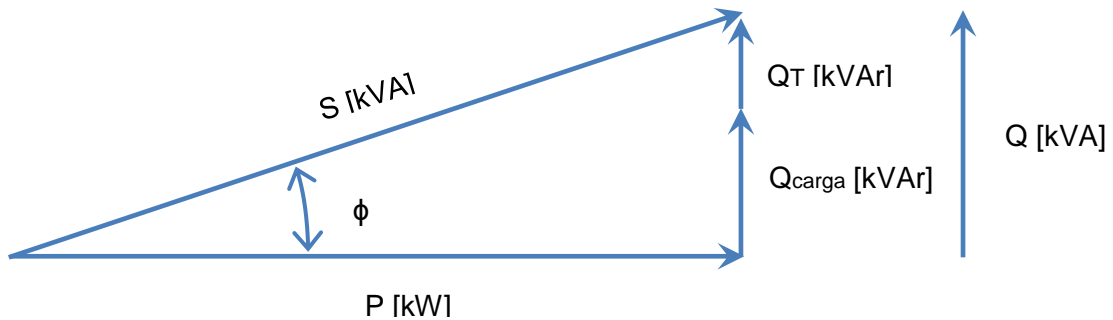


Figura 37. Triángulo de potencias en bornes del primario del transformador

La potencia aparente queda determinada por:

$$S[kVA] = \frac{P[kW]}{\cos(\varphi)} = \frac{P}{\cos\left(\text{atan}\left(\frac{Q}{P}\right)\right)} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

A partir del último resultado es posible obtener la corriente aparente mediante:

$$I[A] = \frac{S[KVA]}{\sqrt{3} * 13,2 [kV]}$$

Este es el valor de la corriente que se utilizará para el cálculo de la caída de tensión.

Los valores de $\cos(\varphi)$ y $\sin(\varphi)$ asociados a esta corriente, se obtienen como:

$$\text{sen}(\varphi) = \frac{Q[kVAr]}{S[kVA]} = \frac{Q}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

$$\text{cos}(\varphi) = \frac{P[kW]}{S[kVA]} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

3.1.2 Compensación de la potencia reactiva de los transformadores

3.1.2.1 Compensación en MT

Para la compensación de la potencia reactiva de los transformadores en forma fija, se utilizan capacitores trifásicos para redes de MT, para potencias que no superen los 150 kVAr. Este tipo de compensación tiene la desventaja que se encuentra siempre conectada a la línea.

Los capacitores trifásicos comparados con los monofásicos tienen un menor costo, ocupan un espacio menor y son más fáciles de instalar, pero para potencias que superan los 150 kVAr se utilizan monofásicos. El rango de potencias utilizadas en este tipo de líneas oscila entre los 50 kVAr y 400 kVAr.

La ubicación de los mismos se define estratégicamente buscando disminuir la corriente aparente en la mayor longitud posible de la línea; por ello se colocan alejados de la estación transformadora y en nodos, teniendo la precaución de que no se produzca una sobrecompensación de la potencia reactiva, lo que conduciría a una relativa sobretensión debida a una mayor preponderancia de los efectos capacitivos sobre los inductivos.

En lo referido al análisis de las cargas, la potencia capacitiva se introduce dentro de la potencia reactiva restando a la inductiva de los transformadores y luego se recalcula la potencia aparente que entrega un valor menor de corriente aparente, corregida por los condensadores instalados. La incorporación de potencia capacitiva tiene como objetivo la mejora del factor de potencia, producto de una compensación de la potencia reactiva inductiva y, por lo tanto, una disminución de la potencia aparente de la línea.

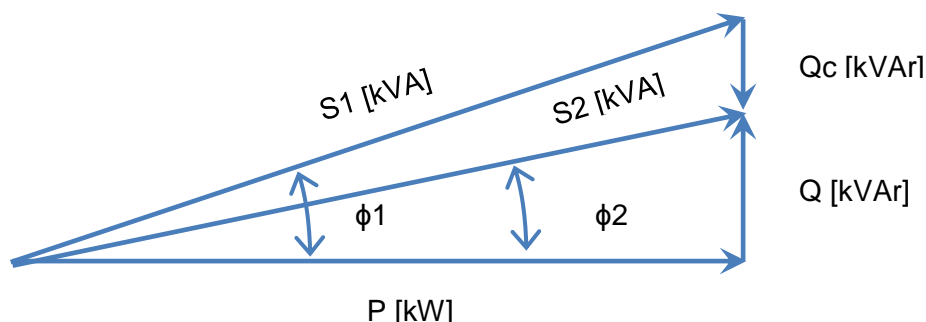


Figura 38. Triángulo de potencias - Compensación de potencia reactiva

En la siguiente tabla se pueden observar los diferentes valores de potencia de capacitores trifásicos.

DIELÉCTRICO	KVAR	A	B	C	D	PESO Kg
		mm	mm	mm	mm	
FILM DE POLIPROPILENO	50	120	450	300	100	27
	75	120	*	300	100	27
	100	120	*	300	230	27
	133	130	*	360	230	35
	150	120	*	400	230	36
	167	130	*	400	230	38
	200	120	*	500	320	45
	250	150	*	500	320	55
	300	130	*	685	320	65
	350	140	*	685	320	70
	400	160	*	685	320	80

Tabla 3. Tabla de capacitores trifásicos

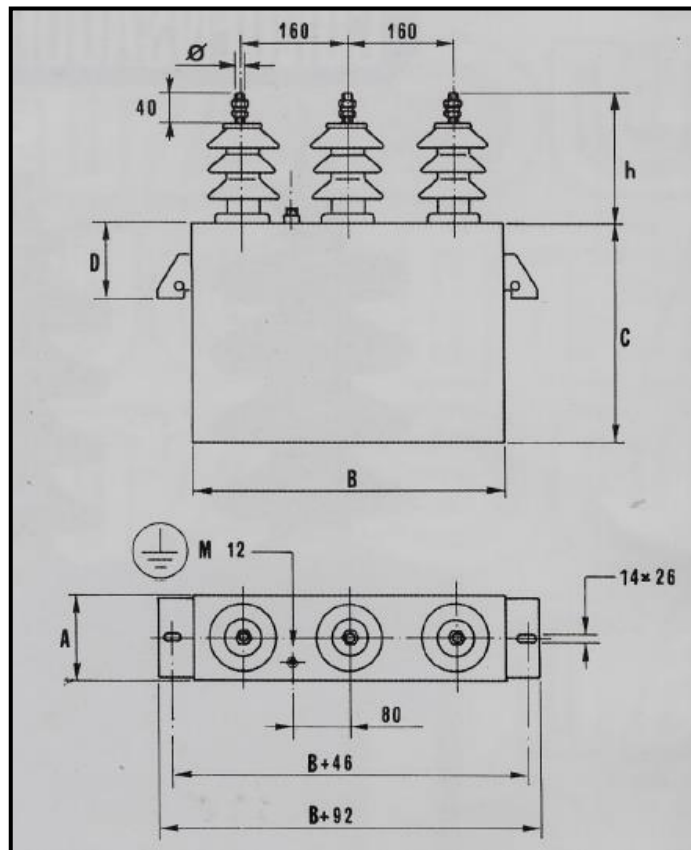


Figura 39. Dimensiones de capacitores trifásicos

3.1.2.2 Compensación en BT

Las cargas puntuales de más de 100 kVA poseen corrección automática del factor de potencia en baja tensión mediante la aplicación de sistemas de compensación variable, los mismos se caracterizan por medir el factor de potencia y corregirlo. El valor corregido se lleva a 0,95, el cual representa el límite inferior debajo del cual las distribuidoras sancionan al cliente.

En MT no es conveniente corregir la potencia reactiva de la carga, porque de esta manera no se descarga el transformador. Por ello, la carga se debe corregir en BT, logrando disminuir la corriente aparente que circulará por el transformador disminuyendo las pérdidas por corriente de Foucault en sus bobinados, su potencia reactiva y nos permitirá tener un sistema más eficiente.

3.1.3 Análisis de línea

Concluido el análisis de las cargas, se procede a obtener los valores característicos de resistencia y reactancia de la línea.

Según la sección considerada para cada tramo, se obtiene por catálogo el valor de la resistencia a 20°C y se calcula el valor de la misma a la temperatura de servicio (80°C).

$$R_{80^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha * (T_F - T_I)) = R_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha * 60)$$

Dónde:

- α : coeficiente de variación de la resistencia respecto a la temperatura.

Para el aluminio es 0,0039 $\Omega/^{\circ}C$.

- T_F y T_I : temperaturas final e inicial respectivamente.

El valor de la reactancia de la línea depende de su configuración geométrica y se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$X_L = \mu_0 * f * \left(\frac{1}{4 * n} + \ln \frac{D}{r} \right)$$

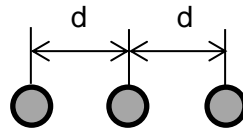
Dónde:

- μ_0 : permeabilidad del vacío, igual a $4 * \pi * 10^{-7}$ [Wb/A*m].
- f : frecuencia de la red, 50 Hz.
- n : número de conductores del haz.
- r : radio del conductor [mm]
- D : distancia media entre conductores según la disposición de los mismos

[mm].

Para disposición coplanar la distancia media es:

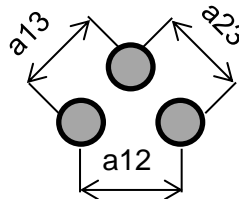
$$D = d * \sqrt[3]{2}$$



Donde d es la distancia entre conductores.

Para disposición triangular, es:

$$D = \sqrt[3]{a_{12} * a_{13} * a_{23}}$$



Donde a12, a13, a23 representan las distancias entre conductores.

En el estudio actual se utiliza la disposición coplanar con una separación de 900 mm entre conductores.

Finalmente, es posible calcular la caída de tensión utilizando los valores antes obtenidos, aplicando la siguiente fórmula:

$$\Delta U[V] = \sqrt{3} * I * l * (R_L * \cos(\varphi) + X_L * \text{sen}(\varphi))$$

Dónde:

- I : corriente del tramo considerado [A].
- L : longitud del tramo considerado [km].
- R_L : resistencia l conductor de la línea [Ω /km].
- X_L : reactancia del conductor de la línea [Ω /km].

Luego la caída de tensión porcentual, se calcula como:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U[V]}{U_{ref}} * 100$$

Este valor se encuentra escalado con la tensión de referencia con la cual se esté trabajando (13200 V para MT). Luego es posible realizar una comparación entre los valores obtenidos con los valores porcentuales permitidos por norma. El resultado de este análisis da

un claro panorama del nivel de calidad de producto técnico que está siendo actualmente suministrado bajo las condiciones existentes.

La tensión en cada punto se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$U = \left(1 - \frac{\Delta U\%}{100}\right) * U_{ref}$$

En donde la caída de tensión porcentual es la caída de tensión porcentual acumulada hasta el punto de la red en donde se desea calcular dicho valor.

Consideraciones para el cálculo de la caída de tensión en la línea:

- El punto de partida para este estudio es la estación transformadora, cuyos transformadores no poseen regulación primaria de tensión. La corriente inicial en el primer tramo es la que requieren todas las cargas de la línea, que luego va disminuyendo a medida que avanzamos por la traza y desestimamos cargas.

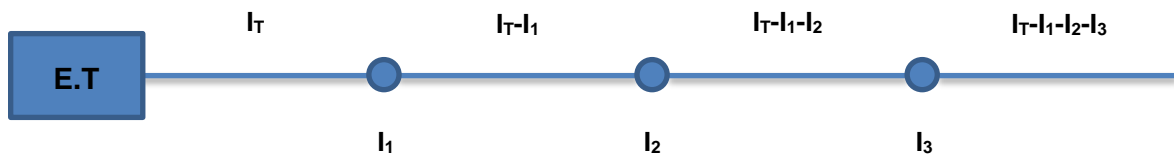


Figura 40. Esquema de LMT para el cálculo de caída de tensión

- Las ramificaciones se consideran como cargas puntuales en los nodos y se calcula la caída de tensión en la rama troncal o principal. Luego se analiza cada nodo por separado partiendo del valor de caída de tensión obtenido en el nodo y se obtiene la caída de tensión en cada uno de los transformadores individuales de ese ramal.

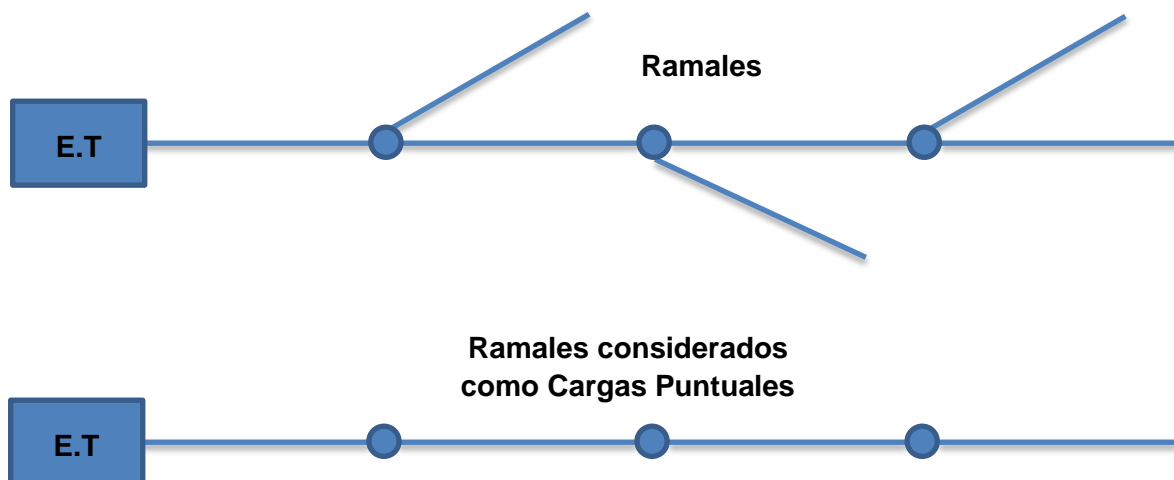


Figura 41. Consideraciones para el cálculo de la caída de tensión -1

- La caída de tensión se calcula en forma parcial dividiendo por tramos la línea, y posteriormente se calcula la caída de tensión acumulada. La distancia que se introduce en la fórmula de caída de tensión es la distancia parcial que existe entre el transformador bajo análisis y el transformador o nodo inmediatamente superior.



Figura 42. Consideraciones para el cálculo de la caída de tensión -2

- Al tratarse de un estudio de flujo estático, se considera que la tensión es fija para el cálculo de las corrientes de cada una de las cargas. Esto implica que la corriente que genera cada transformador este calculada con una tensión de 13200 kV (en realidad la tensión en cada punto es menor a ese valor, producto de la caída de tensión en la línea).

3.1.3.1 Verificación por corriente admisible

Por medio de relevamiento y adquisición de datos, se obtuvieron las secciones de los conductores en los diferentes tramos de la traza de los distribuidores. Luego, recurriendo a catálogo de conductores (PRYSAL de PRYSMIAN), se verifica que la corriente que circula sea menor a la corriente admisible dada. Las consideraciones para la utilización del valor dato de corriente son:

1. Temperatura ambiente de 40°C
2. Temperatura del conductor de 80°C
3. Cables expuestos al sol y a nivel del mar.
4. Viento de 0,6 m/s.

Si las condiciones existentes fueran otras, se debería recalculer el valor de corriente por factores de corrección. En nuestro caso, suponemos que las condiciones existentes se ajustan a las consideraciones anteriores.

Luego se verifica por simple comparación que:

$$I \leq I_{adm}$$

3.1.3.2 Verificación por cortocircuito

Para la verificación por cortocircuito, el cálculo se inicia en la estación transformadora, mediante la obtención de la reactancia de los transformadores existentes. Además, se considera que la potencia de cortocircuito aguas arriba de los transformadores es infinita, lo que equivale a decir que la impedancia es nula. Esta aproximación, permite simplificar el cálculo sin introducir errores significativos.

$$Z_{sistema} = X_{sistema} = \frac{U^2}{P_{CC}} \approx 0$$

En la estación transformadora existen dos transformadores conectados en paralelo con las siguientes características:

- Transformador 1:
 - Potencia (S1): 2,5 MVA
 - Tensiones (U): 66 kV/13,2 kV
 - Tensión de cortocircuito (μ_{cc1}): 5,06%
- Transformador 2:
 - Potencia (S): 10 MVA
 - Tensiones (U): 66 kV/13,2 kV
 - Tensión de cortocircuito (μ_{cc2}): 9%

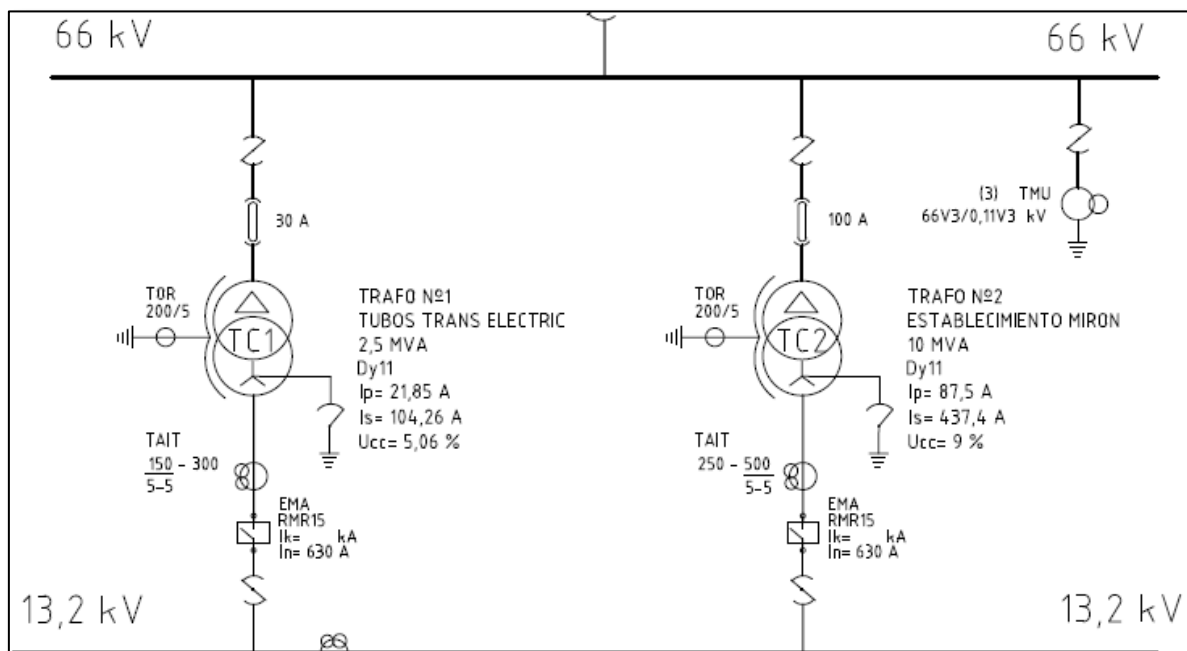


Figura 43. Esquema unifilar de la Estación Transformadora

Se desprecia el valor resistivo del bobinado del transformador y se considera solamente el reactivo. Luego la reactancia de los transformadores se calcula como:

$$Z_T \cong X_T = \frac{\mu_{CC} * U^2}{100 * S}$$

Las impedancias resultantes del lado del secundario de cada transformador son:

$$Z_{T1} = \frac{\mu_{CC1} * U^2}{100 * S1} = \frac{5,06 * 13200 V^2}{100 * 2,5 * 10^6 VA} = 3,53 \Omega$$

$$Z_{T2} = \frac{\mu_{CC2} * U^2}{100 * S2} = \frac{9 * 13200 V^2}{100 * 10 * 10^6 VA} = 1,57 \Omega$$

Al estar en paralelo, la impedancia resultante es:

$$Z_T = \frac{Z_{T1} * Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}} = \frac{3,53 \Omega * 1,57 \Omega}{3,53 \Omega + 1,57 \Omega} = 1,09 \Omega$$

Del esquema se puede observar que el paralelo de los transformadores no fue realizado eficientemente debido a que las potencias nominales de los transformadores son considerablemente diferentes, y por lo tanto, las tensiones de cortocircuito difieren también. Esto produce un desaprovechamiento de la potencia nominal del transformador de mayor potencia. El transformador que llega primero a su potencia nominal es el de menor tensión de cortocircuito. Esto se puede verificar mediante la siguiente expresión:

$$K_B = \frac{\mu_{CCA}}{\mu_{CCB}} * K_A$$

Siendo K_B y K_A los estados de carga de los transformadores A y B.

Por ejemplo, en el caso de la estación, el transformador A sería el de 2,5 MVA de potencia nominal y el B el de 10 MVA. Vemos lo que sucede con el transformador B, cuando el transformador A alcanza un estado de carga del 100%.

$$K_B = \frac{5,06}{9} * 100 = 56,22\%$$

Esto significa que en la condición de máximo suministro sin sobrecarga del transformador de menor impedancia, la potencia total que podrá entregar la estación será: $(10 \text{ MVA} * 0,5622 + 2,5 \text{ MVA}) = 8,12 \text{ MVA}$ y no los 12,5 MVA instalados.

3.1.3.2.1 Corriente de cortocircuito máxima

La corriente de cortocircuito máxima en barras de la estación se calcula teniendo en cuenta lo siguiente:

- La resistencia de los conductores se toma a 20°C (resistencia mínima)
- Se considera un cortocircuito trifásico, por lo que la impedancia del circuito de falla equivalente queda establecida por las impedancias de una fase y la tensión de fase.
- Se considera una tensión un 5% mayor a la nominal en BT y un 10% mayor a la nominal en MT.
- La impedancia en el punto de falla se considera nula.
- La tensión se mantiene constante en el lapso que dure el estado de cortocircuito.
- Se considera potencia de cortocircuito infinita del lado primario de los transformadores.
- Se considera que la impedancia de los transformadores tiene componente reactiva únicamente.

Con éstas consideraciones la corriente máxima de cortocircuito se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{CC_{MAX}} = \frac{1,1 * U}{\sqrt{3} * Z_T}$$

Numéricamente:

$$I_{CC_{MAX}} = \frac{1,1 * U}{\sqrt{3} * Z_T} = \frac{1,1 * 13200 V}{\sqrt{3} * 1,09 \Omega} = 7723 A \approx 7,7 KA$$

A partir de este valor, se calcula la corriente de cortocircuito en cada punto de la red, adicionando a la reactancia calculada, los valores de reactancia de la línea y considerando los valores de resistencia se calcula la impedancia de cada tramo. Se asume que la impedancia de las barras de la estación transformadora es despreciable respecto a la impedancia anterior. De forma general, se procede de la siguiente manera:

$$I_{CC_{MAX}} = \frac{1,1 * U}{\sqrt{3} * Z_{Total}}$$

$$Z_{TOTAL} = \sqrt{(R1 + R2 + \dots Rn)^2 + (X_T + X1 + X2 + \dots Xn)^2}$$

Dónde:

- R_1, R_2, \dots, R_n : representan los diferentes valores de resistencia a temperatura mínima (20°C) propios de cada tramo de la red hasta el punto de estudio en cuestión.
- X_1, X_2, \dots, X_n : representan los diferentes valores de reactancia propios de cada tramo de la red hasta el punto de estudio en cuestión.

La corriente máxima de cortocircuito es la que determina el calibre del elemento de protección a instalar o el calibre que se debe verificar de los elementos de protección existentes. Esto se realiza mediante la comparación del poder de corte de servicio en cortocircuito (I_{cs}) del elemento de protección con la corriente máxima de cortocircuito; esta última debe ser menor que la anterior. Esto es:

$$I_{cs} > I_{cc_{MAX}}$$

Además de la corriente máxima de cortocircuito, se calcula la corriente pico de cortocircuito, con la cual se verifica que el poder asignado de cierre en cortocircuito (I_{cm}) de las protecciones sea mayor a esta.

$$I_{cm} > I_p$$

Esta corriente pico se calcula para el caso de corriente de cortocircuito asimétrica, la cual representa el caso más desfavorable y se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$I_p = \sqrt{2} * k * I_{cc_{MAX}}$$

En donde el factor K, depende de los valores R y X de la línea. Se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$k = 1,02 + 0,9 * e^{-3 * \left(\frac{R}{X}\right)}$$

O a partir del siguiente gráfico, que es la representación de la expresión anterior para diferentes relaciones de R/X.

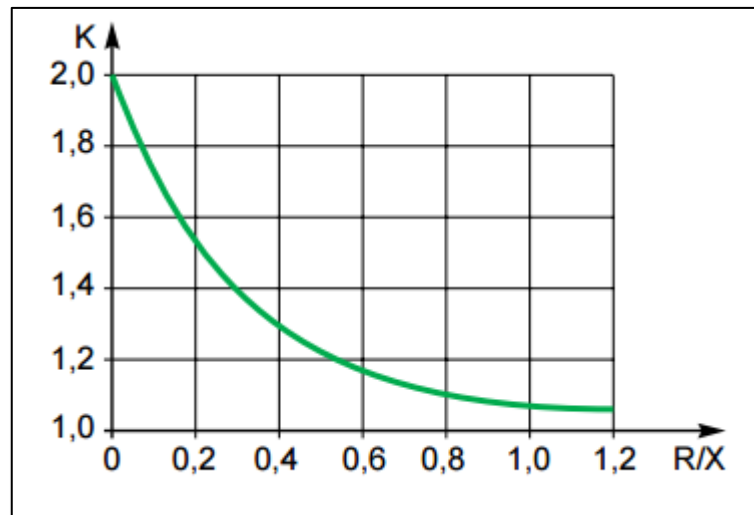


Figura 44. Gráfica para obtención del factor K

3.1.3.2.2 Corriente de cortocircuito mínima

La corriente de cortocircuito mínima se calcula teniendo en cuenta lo siguiente:

- La resistencia de los conductores se calcula para la máxima temperatura admisible del conductor en cortocircuito (200°C en este caso).
- Se considera un cortocircuito fase a tierra, por lo que se debe considerar la impedancia de retorno de la falla que puede ser a través del cable de protección (PE) o por tierra, dependiendo de la puesta a tierra de servicio. (En este caso, el sistema de puesta a tierra es T-T; por lo que el retorno se produce por tierra)
- Se considera una tensión un 5% menor a la nominal en BT y tensión nominal en el caso de MT.

Con todo esto la corriente mínima de cortocircuito se calcula con la siguiente expresión:

$$I_{CC_{MIN}} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_T}$$

Numéricamente:

$$I_{CC_{MIN}} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_T} = \frac{13200 \text{ V}}{\sqrt{3} * 1,09 \Omega} = 7021 \text{ A} \approx 7 \text{ KA}$$

A partir de este valor, se calcula la corriente de cortocircuito en cada punto de la red, adicionando a la reactancia calculada, los valores de reactancia de la línea y considerando los valores de resistencia se calcula la impedancia de cada tramo. Se asume que la

impedancia de las barras de la estación transformadora es despreciable respecto a la impedancia anterior. De forma general, se procede de la siguiente manera:

$$I_{cc_{MIN}} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{Total}}$$

$$Z_{TOTAL} = \sqrt{(R1 + R2 + \dots Rn)^2 + (X_T + X1 + X2 + \dots Xn)^2}$$

Dónde:

- R1, R2,..., Rn : representan los diferentes valores de resistencia a temperatura máxima (200°C) propios de cada tramo de la red hasta el punto de estudio en cuestión.
- X1, X2,..., Xn : representan los diferentes valores de reactancia propios de cada tramo de la red hasta el punto de estudio en cuestión.

La corriente mínima de cortocircuito debe verificarse de forma tal que, este valor de corriente, esté dentro del umbral de acción de la protección y esta actué ante una eventual falla.

3.1.3.3 Verificación de conductores

Para la verificación de conductores, se utiliza los valores de corriente de cortocircuito calculados en los puntos en cuestión, y además, se toma como dato el tiempo de apertura de la protección aguas arriba.

Al ser conductores desnudos se considera que no existe transferencia de calor al exterior, es decir que la reacción es adiabática. El calentamiento del conductor durante el cortocircuito es función de:

1. La duración del cortocircuito.
2. Del tipo de material.
3. De la corriente térmica equivalente de corta duración (I_{TH}).

La corriente de térmica equivalente de corta duración tiene en cuenta la asimetría de la forma de onda de la corriente de cortocircuito presunta. Es el valor eficaz de la corriente que tiene el mismo efecto térmico y la misma duración que la corriente de cortocircuito real, la cual puede contener corriente continua y disminuir con el tiempo. Se calcula de la siguiente forma:

$$I_{TH} = I_K'' * \sqrt{m + n}$$

Dónde:

- I_K'' : valor eficaz de la corriente simétrica inicial de cortocircuito presunta.
- m : disipación térmica correspondiente a la componente de corriente continua en sistemas trifásicos y monofásicos. Depende del tiempo de desconexión T_K y de χ .

$$X = \frac{I_p}{\sqrt{2} * I_{cc}}$$

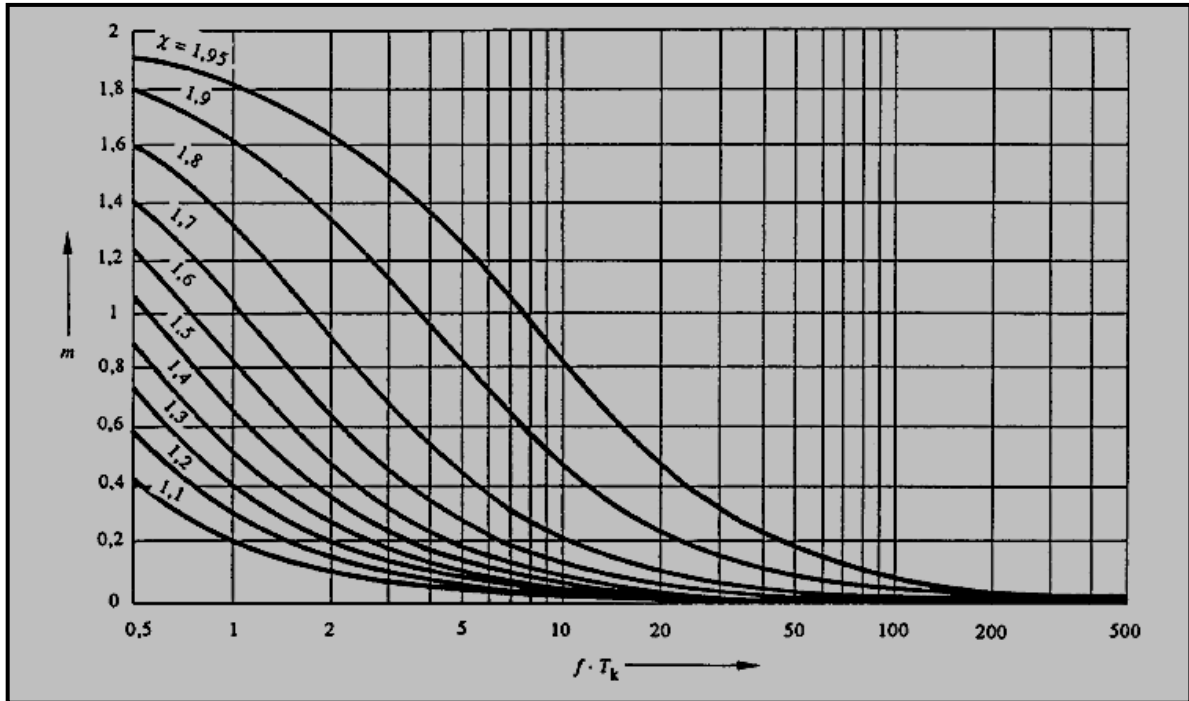


Figura 45. Gráfica para la obtención del coeficiente "m"

- **n** : disipación térmica correspondiente a la componente alterna en sistemas trifásicos y, aproximadamente, para sistemas monofásicos. Depende del tiempo de desconexión T_k y de la relación I_k''/I_k .

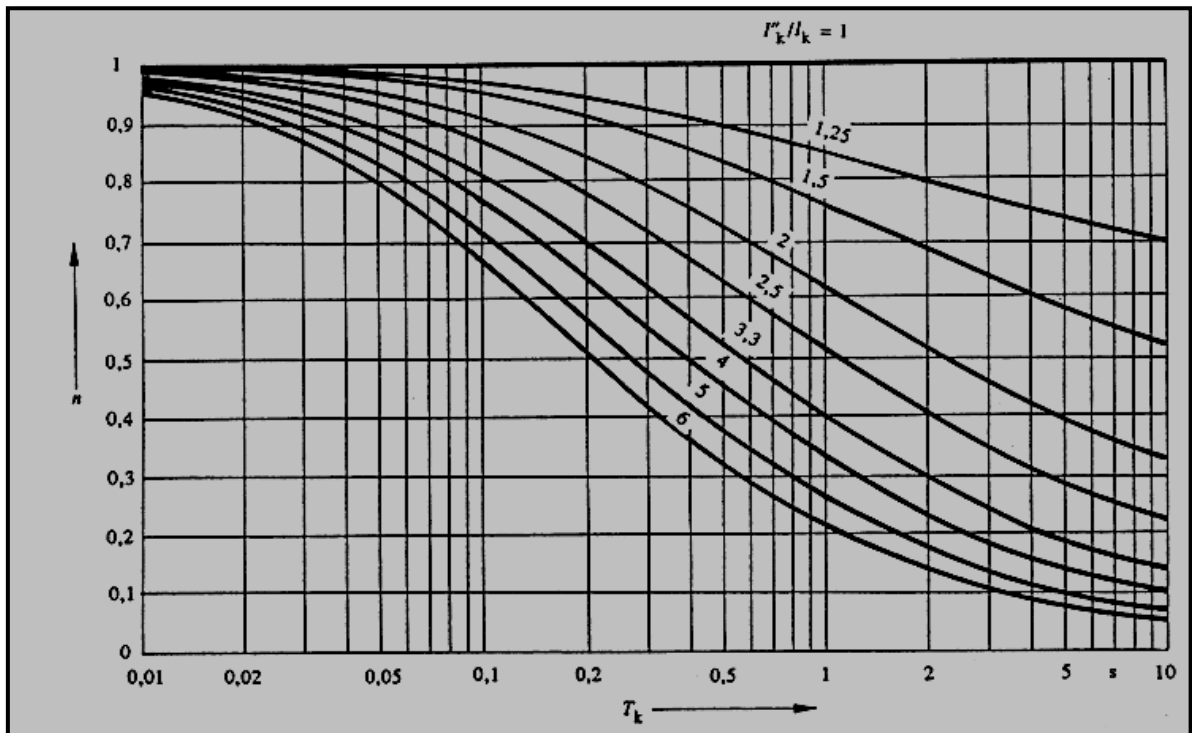


Figura 46. Gráfica para la obtención del coeficiente "n"

- **I_k** : valor eficaz de la corriente simétrica permanente de cortocircuito presunta.
- **T_k** : tiempo de desconexión en segundos.
- **I_p** : corriente pico de cortocircuito presunta.

Los valores de m y n se obtienen gráficamente; las tablas se tomaron de la Norma AEA 90865 (IEC 60865 Parte 1 y 2).

El valor de n se puede suponer igual a la unidad si se considera que el punto de estudio se encuentra alejado del punto de generación (ósea que $I_k''/I_k=1$). Este es el caso más desfavorable, es decir, que se obtiene la mayor I_{TH} .

Una vez que se obtuvo el valor de corriente térmica, se procede a calcular la densidad de corriente térmica de corta duración, la cual nos permite obtener el mínimo valor de sección necesaria.

El conductor tendrá la capacidad térmica al cortocircuito suficiente si la densidad de corriente térmica equivalente de corta duración, para el valor de tiempo de desconexión dado, cumple la siguiente relación:

$$S_{TH} = S_{THR} * \sqrt{\frac{T_{KR}}{T_K}}$$

Dónde:

- **S_{TH}** : densidad de corriente térmica equivalente de corta duración par el tiempo de desconexión T_K .
- **T_K** : Tiempo de desconexión en segundos (Se debe considerar si existen recierres en la condición de falla).
- **S_{THR}** : densidad de corriente térmica soportada de corta duración par el tiempo de desconexión T_{KR} (generalmente de 1 segundo). Del siguiente gráfico se obtiene el valor de **S_{THR}** , la cual se encuentra en función de los valores de temperatura del conductor al comenzar el cortocircuito (**θ_b**) y de la temperatura del conductor al final del cortocircuito (**θ_c**).

La temperatura del conductor antes del cortocircuito se considera que es la temperatura de servicio, a 80°C.

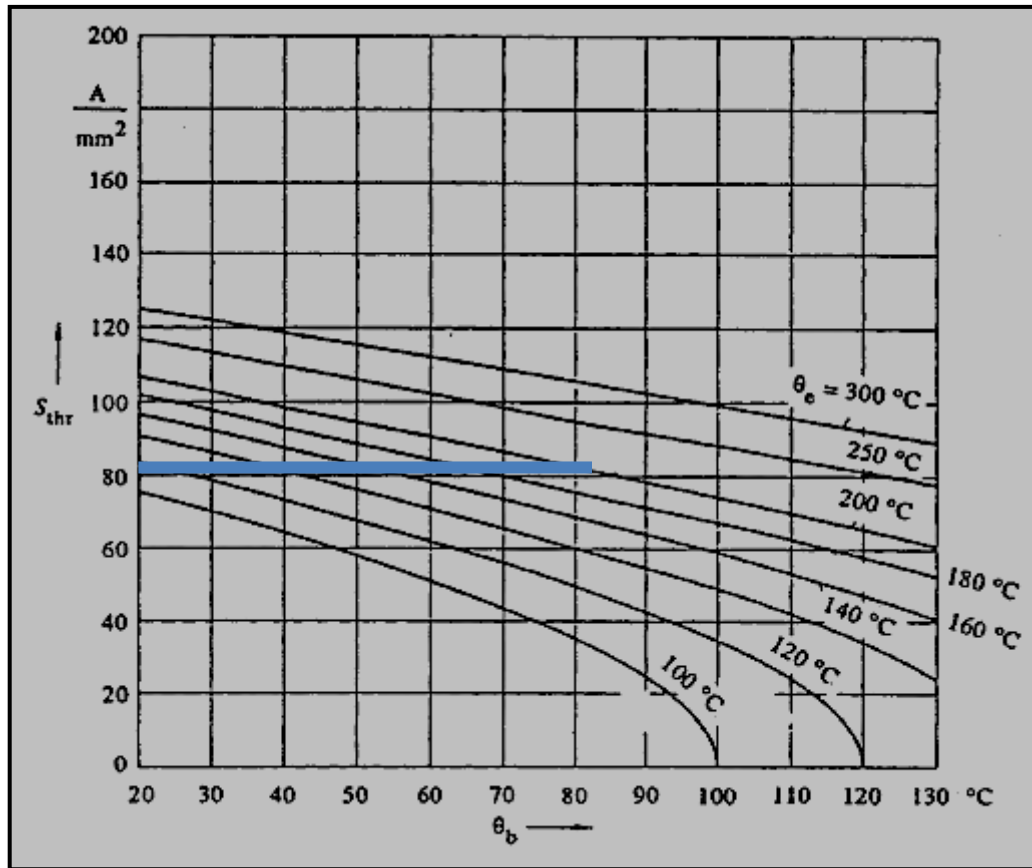


Figura 47. Gráfica para la obtención de la densidad de corriente térmica

Relación entre el valor de la densidad de corriente soportada de corta duración (TKR = 1 s) y la temperatura del conductor. Tabla tomada de la Norma AEA 90865 (IEC 60862 Parte 1 y 2) para conductores de Aleación de Aluminio.

Para calcular STHR se debe obtener la temperatura máxima de un conductor en cortocircuito. De la siguiente tabla (AEA 90865) se observan valores recomendados, según el tipo de material.

Tipo de Conductor	Temperatura máxima de un conductor recomendada durante un cortocircuito.
Conductor desnudo, macizo o de alambres trenzados: Cobre, aluminio, o aleación de aluminio	200°C
Conductor desnudo, macizo o de alambres trenzados: Acero	300 °C

Tabla 4. Temperatura máxima según el conductor ante un cortocircuito

Como se dijo anteriormente, la temperatura máxima en cortocircuito de los conductores de aleación de aluminio dado por catálogo es de 250°C, de acuerdo a la norma AEA 90865, la máxima temperatura recomendada es de 200 °C.

Del gráfico se obtiene que la densidad de corriente de corta duración para un tiempo de un segundo tiene un valor de:

$$S_{THR} = 83,6 \left[\frac{A}{mm^2} \right]$$

En la siguiente ecuación, se muestra la sección mínima que deben tener los conductores existentes para verificar las exigencias de un cortocircuito.

$$S_{MÍN} = \frac{I_{TH}}{S_{TH}} [A]$$

El tiempo de apertura de la estación transformadora lo definiremos considerándolo como protección de respaldo. Los elementos de protección instalados aguas abajo, como Kearney y reconectores, se regularán con tiempos de desconexión inferiores para lograr la selectividad necesaria. Una vez realizada la selectividad aguas abajo se definirá el tiempo del interruptor que sea necesario cálculo que estará entre 400ms y 800ms.

Para el cálculo, se utilizó un tiempo de apertura de 0,5 s, el cual se obtuvo de los datos característicos del interruptor instalado. Dicho interruptor es de tecnología antigua y posee tiempos de apertura elevados en comparación con los de tecnologías actuales.

3.1.4 Reguladores de tensión

Una vez calculada la caída de tensión en el estado actual de la línea, se verifica si se supera el porcentaje permitido por las reglamentaciones; si estos valores son superados, se propone la instalación de reguladores inductivos de tensión en algún punto de la línea, de forma tal que permita obtener un valor admisible en la caída de tensión en el punto de suministro.

Existen diferentes ubicaciones típicas en donde es posible la colocación del dispositivo de regulación; de las cuales podemos nombrar:

- Regulador conectado en barras de la estación transformadora:** este tipo de conexión permite conocer con certeza el valor de la tensión suministrada en el inicio de la línea y obtener el valor deseado de tensión al final de la misma. Como contraparte, tiene la desventaja que puede llegar a ocasionar una sobretensión en los clientes ubicados en el tramo inicial de la red de distribución y, si la longitud de la línea es excesiva, podría finalizar con caídas de tensión que no satisfacen los requerimientos. El dispositivo cuenta con la posibilidad de regulación límite para los usuarios cercanos, de forma tal que la sobretensión generada no sea mayor a un valor prefijado. A modo de ejemplo, se presenta el siguiente gráfico:

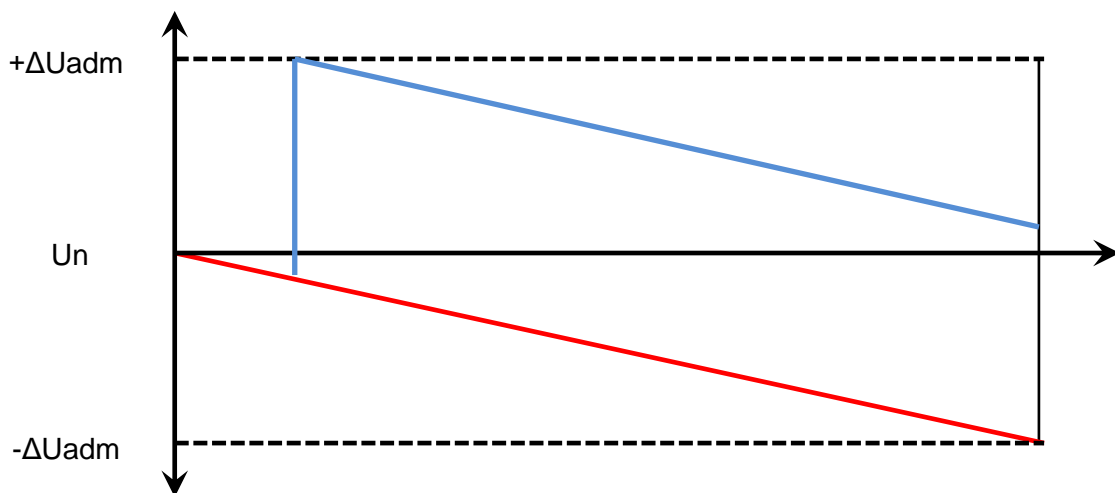


Figura 48. Caída de tensión con regulador conectado a la salida de la E.T.

La línea de color rojo representa el perfil de tensión existente con notable caída de tensión y la línea de color azul representa el perfil de tensión cuando se aplica un regulador de tensión. En el gráfico anterior se puede observar que el regulador posee la capacidad de elevar la tensión dentro de los límites permitidos y por otro lado logró obtener la tensión deseada al final de la línea.

- Regulador conectado en un punto intermedio de la línea:** este tipo de conexión permite alternar entre ciclos de sobretensión y subtensión, repartidos de forma equitativa. Tiene la ventaja de reducir los problemas de sobretensión que se producen en el caso anterior y otorga un mayor margen de regulación aguas abajo. Como contraparte, no es posible conocer con certeza la tensión a la salida de la estación transformadora. A modo de ejemplo, se presenta el siguiente gráfico:

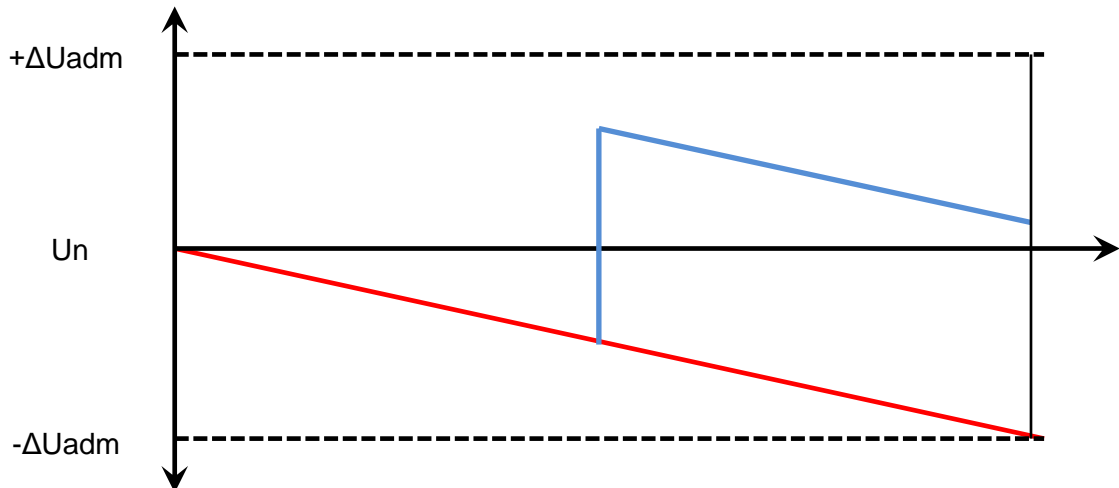


Figura 49. Caída de tensión con regulador conectado a mitad de la red

- Regulador conectado sobre la carga:** este tipo de conexión le otorga a la carga el valor de tensión deseada (siempre que la capacidad de regulación sea suficiente) independientemente de lo que pase aguas arriba del regulador. Es utilizable siempre que la carga o el conjunto de ellas se encuentren ubicadas al final de la línea, cosa que no sucede habitualmente.

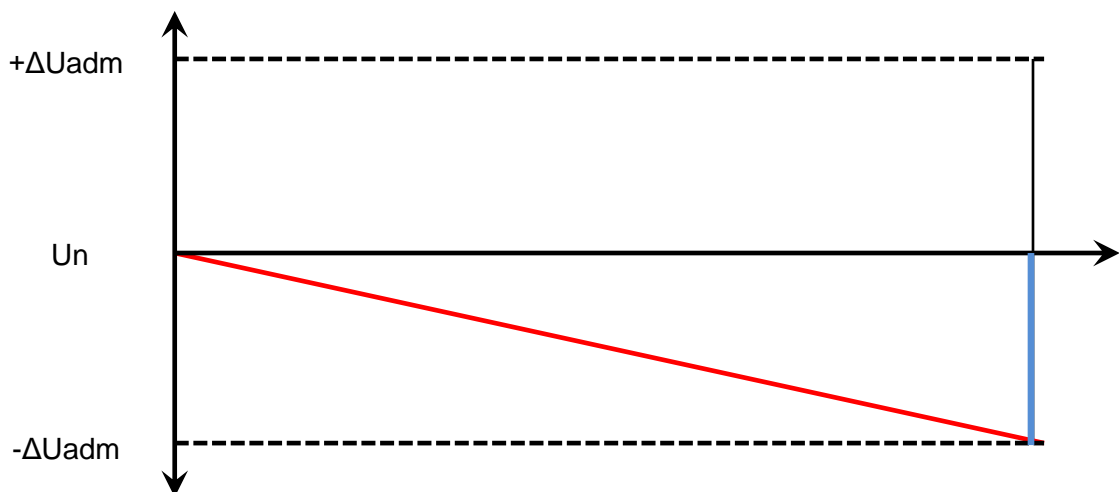


Figura 50. Caída de tensión con regulador conectado al final de la red

- Reguladores conectados en cascada:** en el caso que la regulación que otorga un solo dispositivo no sea suficiente, es posible la conexión en cascada de dos o más reguladores. Esto permite una gran flexibilidad en regulación de tensión, con mayor suavidad respecto a los saltos de tensión que se producen en los casos anteriores. La coordinación entre los reguladores se puede obtener a partir de las curvas de actuación del control, la cual permite temporizarlos. Como contraparte, tiene el costo que conlleva la colocación de dos o más reguladores. A modo de ejemplo, se presenta el siguiente gráfico:

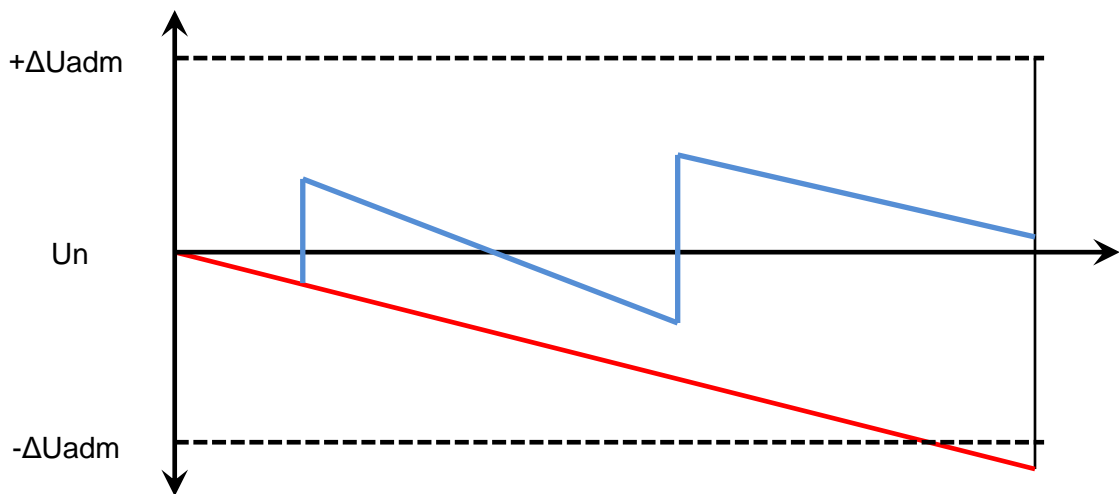


Figura 51. Caída de tensión con reguladores conectados en cascada

Un aspecto importante a tener en cuenta al momento de analizar en qué lugar colocar el o los reguladores de tensión, es la pérdida de energía a lo largo de la línea debido al efecto Joule. Este parámetro eléctrico está en base a la corriente que esté circulando por el conductor y de la resistencia del mismo, el cual se puede obtener a partir de la siguiente fórmula:

$$P_p = 3 \times R \times I^2 \quad \wedge \quad P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos\varphi$$

$$P_p = 3 \times R \times \left(\frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\varphi} \right)^2$$

$$E_p = P_p \times t \text{ [kWh]}$$

Siendo:

- P_p** : potencia de pérdida en la línea trifásica.
- E_p** : energía perdida por efecto Joule.

A partir de la última fórmula obtenida se puede observar que a medida que disminuya la tensión se van a incrementar las pérdidas de energía. Del mismo modo, si se obtiene una tensión mayor a la nominal podremos disminuir las pérdidas con respecto a las que se tendrían con la tensión nominal. Con respecto a las diferentes ubicaciones posibles de los reguladores podemos observar que siempre que el ΔU sea positivo las pérdidas de energía serán menores que las que posean un ΔU negativo. Se puede visualizar que en las ubicaciones anteriormente citadas se presentan casos extremos, en el primero se obtendría una disminución de las pérdidas con respecto a la nominal mientras que en el último se produciría un incremento de las pérdidas.

Es importante aclarar que la ecuación de pérdida de potencia matemáticamente expresa que, al tener la tensión en el denominador indicaría que a mayor tensión disminuiría la corriente, cosa que se cumpliría en cargas pasivas como en una resistencia o lámparas de descarga, por ejemplo; pero en motores, cuando disminuye la tensión de alimentación, para entregar la misma potencia mecánica toman más corriente. Esto lleva a que la variación de las pérdidas dependa del tipo de cargas que tenga la red.

A partir de lo visto se puede concluir que para obtener un uso más eficiente del regulador debemos tener en cuenta al momento de elegir su ubicación, tanto los límites de ΔU permitidos como las pérdidas en la línea.

En el caso de los transformadores, las pérdidas se encuentran en función del estado de carga de cada uno de ellos.

Los tipos constructivos del regulador determinan el margen de regulación que brindará el mismo. Para los reguladores construidos para conexión en estrella (tensión de fase), la regulación es del 10% y para los construidos para conexión triángulo (tensión de línea), es del 15%. Los reguladores para conexión estrella tienen menor costo que para la conexión triángulo, es por ello que elegimos este tipo de conexión.

Se colocaron reguladores de tensión monofásicos, debido a que los mismos ocupan menor espacio, son más fáciles de colocar y tienen menor costo que el caso de reguladores trifásicos.

Para lograr los niveles de tensión permitidos en el sistema de distribución estudiado, se plantea la instalación de tres bancos de reguladores inductivos distribuidos de la siguiente manera:

- Distribuidor Bañado – Marmolera: Dos bancos de reguladores monofásicos conectados en estrella, dispuestos en cascada.
- Distribuidor Pichanas – Serrezuela: Un banco de reguladores monofásicos conectados en estrella.

3.1.4.1 Dimensionamiento de los reguladores

Para el diseño del banco de reguladores, se debe dimensionar la potencia de los reguladores. Para esto, se procede como sigue:

Para conexión estrella, se utilizan 3 reguladores por banco. Conociendo la potencia de la carga existente aguas abajo de la ubicación del banco, se obtiene la tensión y la corriente a las que estará sometido el mismo y se selecciona el que posee un valor de corriente inmediatamente superior al calculado.

Como los equipos regulan el 10% de la tensión, si calculamos la potencia como el producto de esta tensión por la corriente de la carga, la potencia necesaria del regulador a utilizar es solamente el 10% de la potencia de la carga a la que asisten.

Para este tipo de conexión es necesario que el sistema de distribución tenga el centro de estrella del transformador de la estación puesto a tierra y que la resistencia de aterramiento del banco no supere 20Ω . Esta aclaración se debe a que, si llegara a existir desequilibrios en la carga del grupo, el funcionamiento de los reguladores puede ser errático por corrimiento del centro de estrella.

$$I = \frac{S [kVA]}{\sqrt{3} * 13,2 kV} [A]$$

$$Vn = \frac{13200}{\sqrt{3}} = 7621 [V]$$

De la tabla de reguladores estandarizados conforme ANSI C57-15, se obtienen los valores característicos de potencia, tensión y corriente del regulador.

Tensión Nominal del Sistema [V]	Tensión Nominal del Regulador [V]	Conexión del grupo de Reguladores	Nivel Básico de Impulso (kV)	Potencia Nominal [kVA]	Corriente de Línea [A]
13200	7620	Estrella con Neutro conectado a tierra (PaT Inferior a 20 Ω)	110	38,1	50
				57,2	75
				76,2	100
				114,3	150
				167	219
				250	328
				333	438
				416	546
				509	668
				667	875
833	1093				

Tabla 5. Fragmento de la tabla de reguladores estandarizados

3.1.4.2 Características principales del Regulador seleccionado

Dentro de las características particulares del regulador seleccionado podemos mencionar las siguientes:

- Apto para redes de 13200 V
- Posee regulación automática de 32 escalones
- Ajuste de insensibilidad
- Ajuste de temporización
- Compensador de caída de tensión en la línea
- Funcionamiento con flujo inverso de potencia
- Apto para aplicaciones en bancos trifásicos estrella, triángulo y triángulo abierto
- Fabricado bajo normas ANSI/IEEE C57.15

3.1.4.3 Montaje de Reguladores

Los reguladores de tensión pueden instalarse tanto en sitios cubiertos como al aire libre, en plataformas o postes, siempre y cuando que se respeten los límites de condiciones de servicio establecidos en la norma ANSI C57.15 o en la especificación técnica del cliente, adoptando la opción más rigurosa.

Los típicos de montaje pueden ser los siguientes:

- Montaje sobre Plataforma: el banco de reguladores se monta sobre una plataforma empotrada a dos postes. La línea es vinculada eléctricamente al banco mediante la incorporación de seccionadores tipo By-Pass, lo que permite sacar de servicio el regulador sin la necesidad de desenergizar la red. Además, se colocan descargadores de sobretensión para proteger el equipo instalado.

En la siguiente imagen se puede observar la instalación de un banco de reguladores monofásicos montados sobre una plataforma en postes, con la implementación de seccionadores unipolares a pértiga tipo By- Pass y descargadores de sobretensión.



Figura 52. Banco de reguladores instalados sobre plataforma – foto N°1



Figura 53. Banco de reguladores instalados sobre plataforma – foto N°2

- Montaje en postes de alineación consecutivos con By-Pass individual.
En este tipo de instalación, los reguladores monofásicos se montan individualmente en postes de alineación. Cada uno posee su propio seccionador By-Pass. En este caso, los descargadores van montados sobre el mismo equipo, uno para cada lado de la línea (fuente y carga). La línea ha sido interrumpida en el poste con aisladores de retención en ambos lados de la misma.
En las siguientes imágenes se puede observar lo antes mencionado.



Figura 54. Fotos de reguladores montados en postes de alineación con postecillo



Figura 55. Seccionamiento del regulador mediante seccionadores a cuchillas

- Montaje debajo de la línea, la cual es interrumpida con aisladores y la continuidad de la misma se logra con seccionadores unipolares tipo By- Pass. Esta instalación contempla la disposición de un predio cerrado, debajo de la traza de la línea en cuestión utilizando el electroducto, lo que simplifica los trámites de autorización.

El mismo se coloca sobre una plataforma de hormigón. En este caso, los descargadores van montados sobre el mismo equipo, uno para cada lado de la línea (fuente y carga).

El banco se vincula eléctricamente a la línea y se introducen los seccionadores unipolares By-Pass.

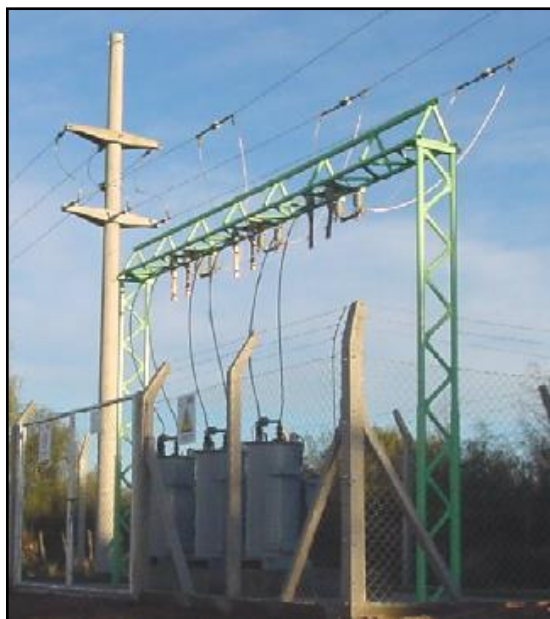


Figura 56. Montaje de reguladores sobre franja de servidumbre

- Montaje a nivel en Estación Transformadora con seccionadores tripolares By-Pass.

La instalación se realiza directamente en el predio de la estación transformadora. El banco de reguladores se monta sobre una plataforma de hormigón ubicada debajo de la línea de distribución.

En la siguiente imagen se puede observar la utilización de seccionadores tripolares tipo By – Pass y los descargadores de sobretensión.



Figura 57. Montaje de reguladores de tensión en la Estación Transformadora

En el proyecto actual se utilizará montaje en postes de alineación consecutivos con By-Pass individual para los bancos que se encuentren ubicados en la línea y montaje a nivel con seccionadores tripolares By-Pass para los bancos que se encuentren dentro de la estación transformadora.

3.1.4.4 Cableado de Reguladores

Los reguladores cuentan con tres terminales de conexión, los cuales son:

- Terminal S: entrada de fuente de la red.
- Terminal L: salida del Banco de reguladores hacia la carga.
- Terminal SL: referencia o retorno de las salidas del banco reguladores.

En la siguiente imagen se puede observar las conexiones del banco de reguladores, los seccionadores de desconexión y By-Pass (derivación); y la conexión del centro de estrella del banco.

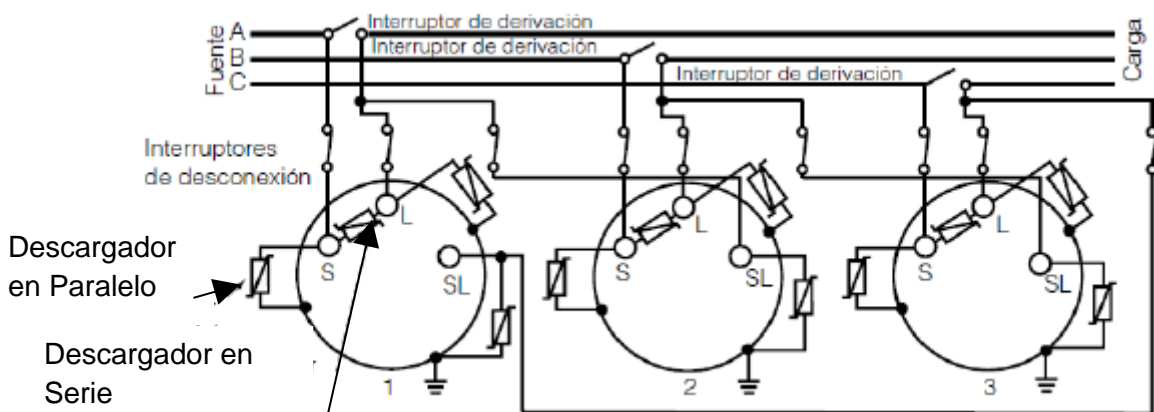


Figura 58. Cableado de un banco de reguladores de tensión monofásicos

Los reguladores poseen como única protección a los descargadores de sobretensión. Por lo tanto, todas las corrientes de falla lo atraviesan y, por esta razón, sus bobinados son tan robustos

3.1.5 Regulación de tensión

3.1.5.1 Automática

Como se mencionó anteriormente, el regulador eleva o reduce el nivel de tensión a la salida del mismo hasta el valor deseado. Esta regulación se realiza automáticamente en función de la corriente que circula por el equipo (corriente que toma la carga). La variación de tensión se produce de forma escalonada; pudiendo elevarla o reducirla 16 veces (32 escalones en total, más el punto de cero regulación). De forma práctica, el nivel de tensión a la salida se calculó de la siguiente manera:

$$U_s = U_e * F_m = U_e * \left(1 + \frac{Reg}{16} * Tap \right)$$

Dónde:

- U_s : tensión a la salida del regulador.
- U_e : tensión a la entrada del regulador.
- F_m : factor de multiplicación de la tensión, que depende del escalón en donde se encuentre.
- Reg : valor máximo de regulación (10% en conexión estrella).
- Tap : escalón en el cual se encuentra trabajando el regulador.

La siguiente tabla presenta los valores obtenidos para cada escalón, en una conexión estrella (regulación máxima del 10%)

Estrella a tierra/Triángulo Abierto				
Punto	Tensión de salida [V]	TAP [%]	Factor multiplicación [Fm]	Máxima Regulación
				10,00%
-16	1,1 x Ureg	10,00%	1,10	
-15	1,09375 x Ureg	9,38%	1,09	
-14	1,0875 x Ureg	8,75%	1,09	
-13	1,08125 x Ureg	8,13%	1,08	
-12	1,075 x Ureg	7,50%	1,08	
-11	1,06875 x Ureg	6,88%	1,07	
-10	1,0625 x Ureg	6,25%	1,06	
-9	1,05625 x Ureg	5,63%	1,06	
-8	1,05 x Ureg	5,00%	1,05	
-7	1,04375 x Ureg	4,38%	1,04	
-6	1,0375 x Ureg	3,75%	1,04	
-5	1,03125 x Ureg	3,13%	1,03	
-4	1,025 x Ureg	2,50%	1,03	
-3	1,01875 x Ureg	1,88%	1,02	
-2	1,0125 x Ureg	1,25%	1,01	
-1	1,00625 x Ureg	0,62%	1,01	
0	1 x Ureg	0,00%	1,00	
1	0,99375 x Ureg	-0,63%	0,99	
2	0,9875 x Ureg	-1,25%	0,99	
3	0,98125 x Ureg	-1,88%	0,98	
4	0,975 x Ureg	-2,50%	0,98	
5	0,96875 x Ureg	-3,13%	0,97	
6	0,9625 x Ureg	-3,75%	0,96	
7	0,95625 x Ureg	-4,38%	0,96	
8	0,95 x Ureg	-5,00%	0,95	
9	0,94375 x Ureg	-5,63%	0,94	
10	0,9375 x Ureg	-6,25%	0,94	
11	0,93125 x Ureg	-6,88%	0,93	
12	0,925 X Ureg	-7,50%	0,93	
13	0,91875 x Ureg	-8,13%	0,92	
14	0,9125 x Ureg	-8,75%	0,91	
15	0,90625 x Ureg	-9,38%	0,91	
16	0,9 x Ureg	-10,00%	0,90	

Tabla 6. Variación de tensión por escalón para la regulación automática con conexión estrella o triángulo abierto

3.1.5.2 Manual

Los transformadores de distribución y los rurales cuentan con escalones fijos de regulación, de forma tal que se puede hacer variar la relación de transformación dentro de un rango determinado. En el estudio actual, se utilizan transformadores con 4 posiciones de regulación, además de la posición de diseño, que son las siguientes:

- $\pm 5\%$
- $\pm 2,5\%$

Para obtener la tensión regulada por los transformadores, en baja tensión, se procede de la siguiente manera:

La ecuación de la tensión de salida del transformador responde a la ecuación de una recta (respuesta lineal), que cuando el transformador trabaja en vacío la tensión es de 400 V y cuando trabaja a un 100% de la carga, la tensión es de 380 V:

$$V_s = V_0 - A * EC$$

Dónde:

- V_s : tensión a la salida (en bornes secundarios) [V].
- V_0 : tensión de salida para funcionamiento en vacío [V].
- A : factor de disminución de la tensión entre estado de vacío y plena carga (valor numérico de 20).
- EC : estado de carga del mismo.

El valor de la tensión de vacío en bornes secundarios se calcula de la siguiente manera:

$$V_0 = \frac{U_e}{RT * (1 + REG)}$$

Dónde:

- U_e : tensión en bornes primarios.
- RT : relación de transformación.
- REG : regulación del transformador en tanto por uno (+0,05; +0,025; -0,025; -0,05).

Finalmente la tensión a la salida, en bornes secundarios, se obtiene mediante:

$$V_s = \frac{U_e}{RT * (1 + REG)} - 20 * EC$$

Para mayor claridad se exponen las siguientes tablas:

Punto	Tensión primaria [V]	Regulación [%]	Relación de transformación	Tensión Secundaria en vacío [V]
1	13860	5,00%	34,650	400
2	13530	2,50%	33,825	400
3	13200	0,00%	33,000	400
4	12870	-2,50%	32,175	400
5	12540	-5,00%	31,350	400

Tabla 7. Tensión en bornes del secundario del transformador según la regulación manual

Ecuación de Salida del Secundario (Y=B-AX)			
Estado de Carga	A*X	B	Vs
0%	0	400	400
20,00%	4	400	396
30,00%	6	400	394
35,00%	7	400	393
40,00%	8	400	392
50,00%	10	400	390
60,00%	12	400	388
70,00%	14	400	386
80,00%	16	400	384
100,00%	20	400	380

Tabla 8. Tensión en bornes del secundario del transformador según el estado de carga

Cabe aclarar que si bien los estados considerados son del 60%, 70% y 80%, para el estado actual, a los 5 años y a los 10 años respectivamente, para cada uno de ellos se considera un estado de carga adicional, para la condición nocturna, en donde disminuye la demanda de potencia considerablemente. Es por esto que para los tres estados antes mencionados, se calcula la tensión de salida para estados de carga del 30%, 35% y 40%, respectivamente. En la condición nocturna, se debe tener en cuenta que al bajar la carga, se produce una elevación de la tensión, que no debe superar los límites permitidos.

Para realizar el estudio de las caídas de tensión en la red de baja tensión se analizan por separado, la tensión en los bornes secundarios de BT del transformador y el perfil de tensión en la línea de distribución. Considerando que la caída de tensión máxima permitida en el punto de suministro del cliente de BT es de 8%, determinamos para las verificaciones que este porcentaje se distribuya de la siguiente manera:

3% en los bornes secundarios del transformador.

5% en la red de distribución de BT (cliente más alejado).

3.1.5.3 Sanciones al producto técnico suministrado

Las sanciones se calcularán en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad establecidos, mediante la siguiente fórmula:

$$SANCIÓN (\$) = (D_{pm} + D_{nm}) * \frac{S_{pm}}{D_{pm}}$$

Dónde:

- *D_{pm}*: duración del período de medición.
- *D_{nm}*: duración del período hasta la próxima medición.
- *S_{pm}*: costo de la sanción para el período de medición.

Para la valorización de la totalidad de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad establecidos, se considera el caso de suministros en M.T. y B.T. por resultar el caso más desfavorable. En la siguiente tabla se observan los diferentes escalones según la variación porcentual de la tensión y sus respectivos coeficientes económicos.

MEDIA Y BAJA TENSIÓN	
VARIACIÓN DE TENSIÓN (%)	VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA (\$/kWh)
$8 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,065
$11 \leq \Delta U < 13$	0,120
$13 \leq \Delta U < 15$	0,600
$15 \leq \Delta U < 18$	1,400
$18 \leq \Delta U$	2,000

Tabla 9. Costos de la energía según la caída de tensión

La sanción se aplica desde la culminación del período de medición hasta que la concesionaria demuestre en forma fehaciente, mediante la realización de una nueva medición, que el inconveniente ha sido solucionado.

3.1.6 Reconectador

El reconectador es un elemento de maniobra y protección contra sobrecargas y cortocircuitos (posee varias opciones de protección) que operan al detectar una falla en la red, y abre por un tiempo pre-programado para cerrar posteriormente en forma automática. Este cierre automático se conoce como auto-recierre y se puede programar para que se ejecute por múltiples operaciones de apertura por fallas en la línea (hasta cuatro); si la falla es transitoria o despejada por otro elemento de protección aguas abajo, en el siguiente recierre restituirá el suministro de energía.

En caso contrario que la falla sea de carácter permanente, después de ejecutar la cantidad de recierres programados, el reconectador abrirá y no intentará cerrar hasta que le sea indicado por el operador. Cuando se llega a esta instancia se la denomina como bloqueo (lock out) del reconectador. Los fabricantes han estandarizado un máximo de cuatro aperturas del reconectador antes que se produzca el bloqueo

En nuestro proyecto, se utilizan para cada distribuidor, un reconectador de cabecera y uno a mitad de línea. Además se prevé la instalación de uno de enlace, común a ambas líneas. En este caso, la configuración es la siguiente:

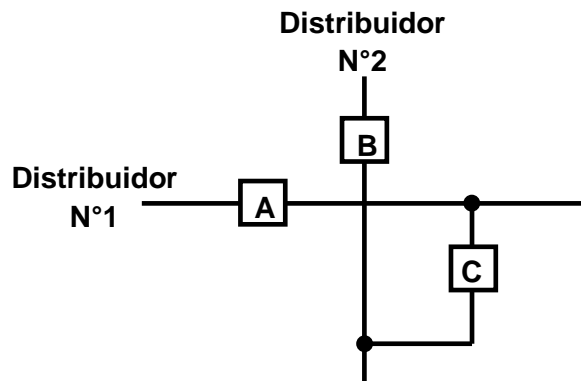


Figura 59. Configuración para el uso del reconectador de unión

<i>Estado</i>	“A”	“B”	“C”
<i>Normal</i>	Cerrado	Cerrado	Abierto
<i>Falla Alimentador N°1</i>	Abierto	Cerrado	Cerrado
<i>Falla Alimentador N°2</i>	Cerrado	Abierto	Cerrado

Tabla 10. Secuencia de maniobra de reconectores ante diversas fallas

El reconector de enlace permitirá que en caso de emergencia sea posible realizar una reconfiguración de la red de distribución y abastecer a uno de los distribuidores a partir del otro. En este caso, se permitirán mayores niveles en las caídas de tensión, por ser una situación temporaria debida a la configuración de emergencia.

Los reconectores son utilizados habitualmente para la mejora de la calidad del servicio eléctrico, fundamentalmente en lo referido al servicio técnico lo que se evalúa con los siguientes indicadores:

- Frecuencia de las Interrupciones: representa la cantidad de veces que se interrumpe el suministro al usuario, en un determinado período de tiempo.
- Duración de cada interrupción: tiempo total sin suministro para cada interrupción.

Las interrupciones se agrupan, por lo general, en dos grandes grupos: causas propias de distribución y causas externas a la distribución. El estudio se enfoca principalmente en las fallas propias de distribución, en particular, las de carácter forzado. Podemos verlo más claramente en la siguiente tabla.

Causas Propias de la Distribución	Forzadas	Ambientales
		Propias de la red de MT
		Propias de la red de BT
		Usuarios MT
		Terceros
		Otras

Tabla 11. Tipos de interrupciones forzadas

Los indicadores utilizados para la evaluación del servicio técnico son los índices de interrupción por kVA nominal instalado.

3.1.6.1 Índices de interrupción por kVA nominal instalado

Los índices utilizados para la evaluación de causas propias son los siguientes:

- a) F_M : Frecuencia media de interrupción por kVA instalado. Representa la cantidad de veces que el kVA promedio no tuvo servicio, en un período determinado.

$$F_M = \frac{\sum kVA_{FS}}{kVA_{INST}}$$

- b) D_M : Duración media de interrupción por kVA instalado. Representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$D_M = \frac{\sum kVA_{FS} * T_{FS}}{\sum kVA_{INST}}$$

Dónde:

- Σi : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.
- kVA_{FS} : Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i .
- T_{FS} : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales, durante cada una de las interrupciones i .

Luego del tercer y cuarto año de haber comenzado la etapa de régimen se computarán todas las interrupciones que afecten al cliente y se utilizarán los siguientes índices máximos admitidos para un servicio de distribución vinculado a la red de transporte AT a través de la correspondiente estación AT/MT (Servicio de distribución "A"):

Suministro en Red de MT	LF_M	4 veces
	LD_M	3 horas
Suministro en Red de BT	LF_M	5 veces
	LD_M	4 horas

Tabla 12. Límites permitidos de calidad de servicio para la etapa de régimen

El período de medición que se utiliza es de seis meses.

Es importante aclarar que las Cooperativas son clientes de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba y, esta última también deberá cumplir con los límites máximos admitidos para el servicio que presta.

Sobre el total de interrupciones a considerar en el período de medición, no se considerarán aquellas cuya duración este por debajo del límite de tiempo fijado. Luego, se calcula la energía no suministrada como:

$$ENS = \frac{(\sum D_{Mi} * K_i) * ETF}{4380}$$

Dónde:

- *ENS*: Energía no suministrada en kWh.
- *ETF*: Energía total facturada en el semestre de control, en kWh.
- *DM*: Duración de cada interrupción.
- *Ki*: Factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria. Tendrá valores comprendidos entre 0,5 y 1,5; según la hora del día.

Luego se procede al cálculo del monto económico de las sanciones. Corresponderá la aplicación de sanción cuando la concesionaria preste un servicio con características inferiores a las exigidas. Dichas sanciones dependerán de la energía no suministrada, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios. Los valores de la siguiente tabla son actualizados periódicamente por el ERSEP, y en este caso, corresponde a los aprobados en la “**Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones**” aplicables a las Cooperativas concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía de la Provincia de Córdoba.

Tarifas		Costo de la Energía No suministrada
Tarifa 5. Demandas Rurales	Tarifa 5.1: Rurales Residenciales	1,5 \$ / kW-h
	Tarifa 5.2: Rural General	1,6 \$ / kW-h
	Tarifa 5.3 Pequeñas demandas rurales	
	Tarifa 5.4 Grandes Consumos rurales BT	
	Tarifa 5.5 Grandes Consumos rurales MT	2,0 \$ / kW-h

Tabla 13. Costo de la energía suministrada fuera de los límites permitidos de calidad de servicio

La sanción se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$SANCIÓN (\$) = ENS \times C_{ENS}$$

ENS: Energía No Suministrada al usuario, en kWh.

CENS: Costo de la Energía No Suministrada para cada tipo de Tarifa (i).

El punto de partida consiste en un análisis de los valores de fallas existentes en las líneas en estudio. Se pudieron evidenciar una gran cantidad de fallas de diferente índole, dentro de las cuales podemos nombrar:

- Fallas de aislación.
- Contacto accidental de los conductores.
- Sobretensiones de maniobra.
- Sobretensiones atmosféricas.
- Rotura mecánica.
- Trabajos de mantenimiento sobre la línea.
- Vandalismo.
- Fallas de equipos.
- Incendios por diferentes causas (forestales, rayos, dispositivos en falla, provocados, etc.)

En base a datos estadísticos se conoce que, en los sistemas de distribución aéreos, entre un 80% y un 90% de las fallas que se producen en las líneas son de carácter transitorio. Estas afectan al servicio durante unos cuantos ciclos a unos pocos segundos. Dentro de las causas típicas podemos citar: contacto de líneas producto de la presión del viento, ramas de árboles que tocan las líneas, descargas atmosféricas (rayos) sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que ocasionan cortocircuito en una línea con una superficie conectada a tierra. Aunque estas fallas son transitorias, hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae aparejado demoras en la reposición del servicio, las cuales pueden llegar a ser prolongadas, especialmente en el caso de zonas apartadas, ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor.

El reconectador permite auto-recuperarse (detectar, analizar, responder y restaurar el servicio), optimizar el uso de los activos y minimizar los costos de operación y maniobra mientras se mantiene la seguridad de operación de la red.

Estas configuraciones, combinadas con comunicación remota, permiten obtener mejoras sustanciales en los índices de confiabilidad, lograr una mayor flexibilidad de la red, mejorar la calidad del servicio al cliente, cumplir con la normativa exigida por el ente regulador (ERSeP) y maximizar las ganancias de las prestadoras del servicio.

Debido a esto, planteamos calcular, con la información obtenida de la red en estudio, los principales índices de forma tal de obtener un panorama de las ventajas de la utilización de reconectores en sistemas de distribución aéreos.

3.1.6.2 Selección de Reconectores

Existen reconectores unipolares, bipolares y tripolares. Las tensiones nominales de servicio pueden ser 15,5 kV, 27 kV y 38 kV. Por lo general poseen una corriente nominal de servicio de 630 A y una capacidad de ruptura de 16 kA para corriente de cortocircuito simétrica.

Los reconectores utilizados serán tripolares para tensión nominal de 15,5 kV. Las características se las puede observar en la siguiente tabla:

Características técnicas reconector NOJA Power		
Modelo	OSM15-16-630	OSM27-12-630
Medición de Corriente	6 Transformadores de Corriente	6 Transformadores de Corriente
Medición de Tensión	6 Transformadores de Tensión	6 Transformadores de Tensión
Tipo de Control	RC 01ES	RC 01ES
Tensión Máxima de Servicio	15,5 kV	27 kV
Corriente Máxima Permanente	630 A	630 A
Capacidad de Corriente Simétrica RMS	16 kA	12,5 kA
Capacidad de Corriente Asimétrica Pico	40 kA	31,5 kA
Capacidad de Apertura	16 kA	12,5 kA
Operaciones Mecánicas	30.000	30.000
Operaciones a Corriente Nominal	30.000	30.000
Operaciones a Corriente de Cortocircuito	200	200
Corriente de Breve Duración	16kA/4seg	12,5kA/4seg.
Poder de Interrupción de Línea Activa	630 A	630 A
Poder de Interrupción de Transformador en Vacío	22 A	22 A
Poder de Interrupción de Carga de Cable	25 A	25 A
Poder de Interrupción de Carga de Línea	10 A	5 A
Impulso entre Fase-Tierra y Fase-Fase	110 kV	125 kV (opcional 150 kV)
Impulso a Interruptor Abierto	110 kV	125 kV (opcional 150 kV)
Frecuencia Industrial entre Fases-Tierra	50 kV	60 kV
Frecuencia Industrial a Interruptor Abierto	50 kV	60 kV
Temperatura Ambiente	-40° C a + 55° C	-40° C a + 55° C
Humedad Relativa	0-100%	0-100%
Altitud Máxima de Montaje	3.000m	3.000m
Masa del Equipo	Serie OSM 200 85 kg	85 kg
Dimensiones Control RC	Ancho	400mm
	Alto	930mm
	Profundo	269mm

Figura 60. Características del Reconector Noja Power

Serán configurados para realizar hasta 4 recierres antes del bloqueo del mismo. El tiempo de apertura es configurable de 0 a 180 segundos (3 minutos).

3.1.6.3 Montaje de Reconectores

Los reconectores pueden instalarse tanto en sitios cubiertos como al aire libre, en plataformas o postes.

Los típicos de montaje pueden ser los siguientes:

- Montaje en Poste: el montaje del regulador se realiza en postes, sobre un soporte metálico. Se colocan seccionadores tipo By-Pass para poder aislar el equipo en caso de falla, mantenimiento o reemplazo. Además se colocan descargadores de sobretensión a ambos lados del reconector (lado fuente y lado carga), para protegerlo de sobretensiones que se generen en la línea. El tablero de control es instalado en la parte inferior del poste y alimentado por un transformador de potencial. En las siguientes imágenes se observan instalaciones de este tipo.



Figura 61. Reconectores trifásicos montados en postes

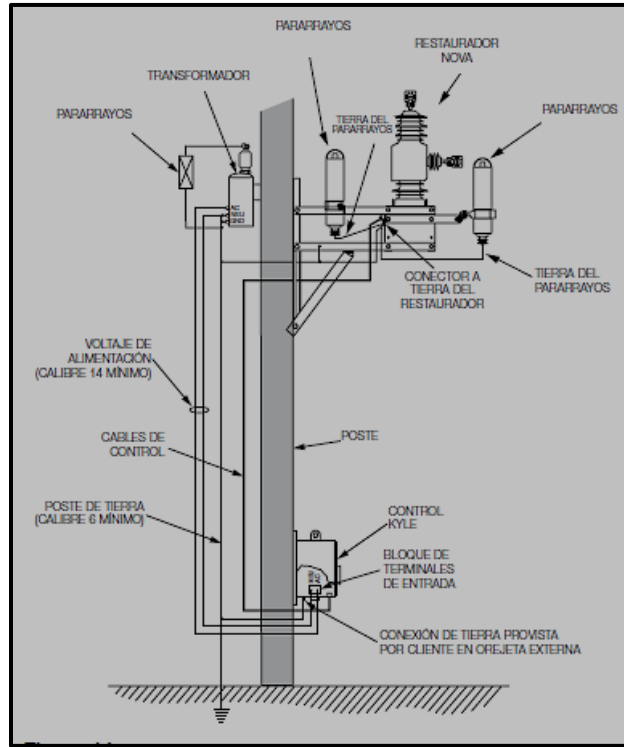


Figura 62. Montaje de reconectador en poste

- Montaje en Estación: en este caso, la instalación del reconector se realiza a nivel sobre un soporte metálico. Los elementos utilizados son los mismos que en caso anterior. Es importante resaltar que, para este tipo de montaje, el reconector debe estar homologado con un ensayo de arco interno bajo la norma IEC 62271- 200 punto 3.3.2 (Clasificación “Tipo C”).
 En las siguientes imágenes se observan instalaciones de este tipo.



Figura 63. Reconector montado en Estación

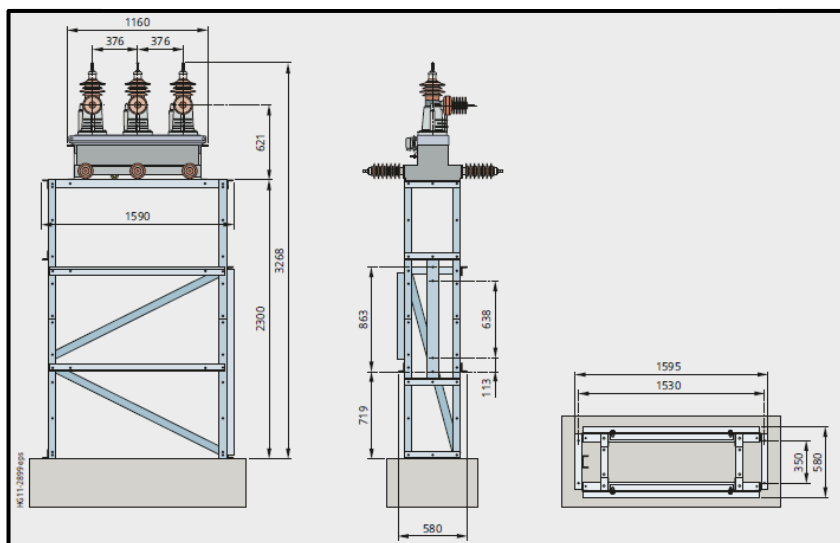


Figura 64. Dimensiones de estructura necesaria para montaje del reconector en la estación

En el proyecto actual se utilizará el montaje en postes para los reconectores que se encuentren ubicados en la línea.

3.1.6.4 Cableado de Reconectores

En la siguiente imagen se puede observar las conexiones del reconector, los seccionadores de desconexión y By-Pass (derivación) y los descargadores en ambos lados de la línea. Las conexiones se realizan con cable aislado y todos los terminales se recubren con cubiertas anti pájaros protegerlos contra contactos accidentales.

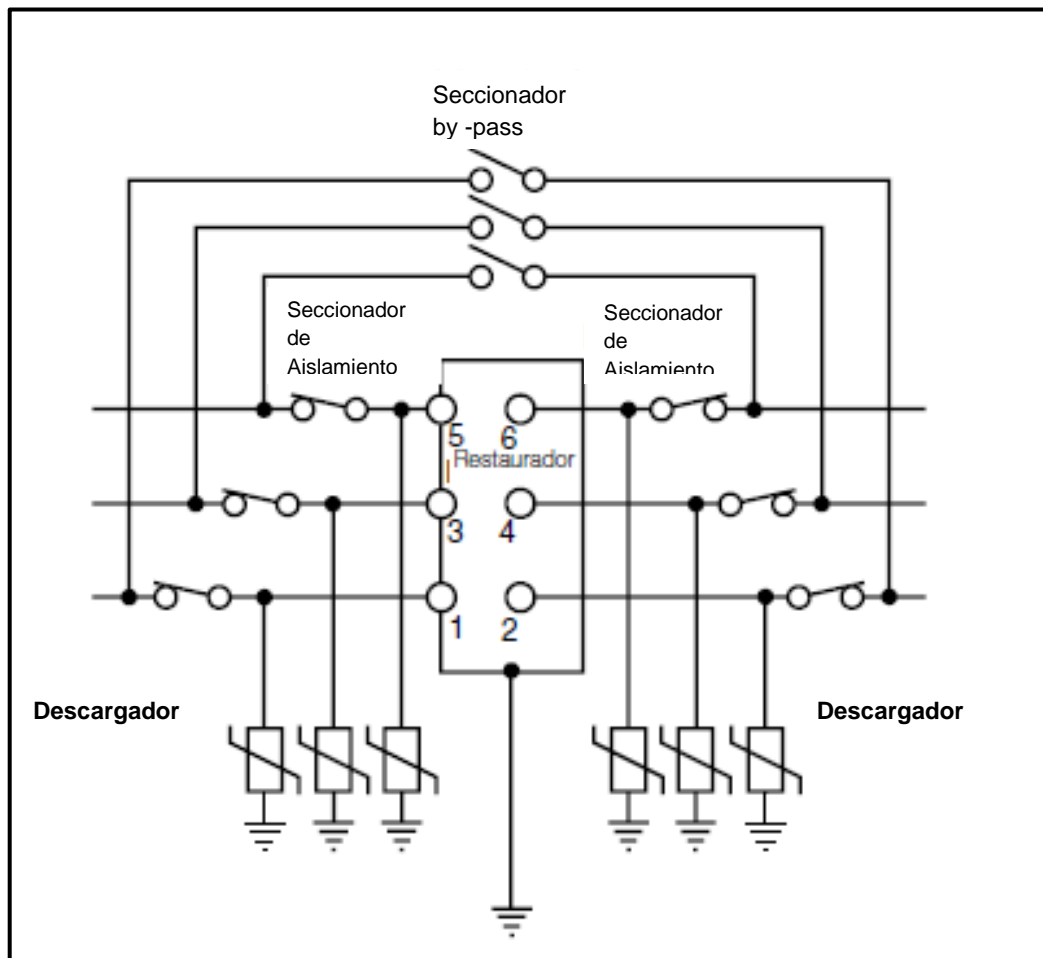


Figura 65. Cableado del reconector

3.1.6.5 Secuencia de Operación Típica

Los reconectores pueden ser programados desde una apertura hasta un máximo de cuatro; y desde una a tres reconexiones. La programación depende del estudio de coordinación con otros elementos de protección. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo – corriente estándares o personalizadas por el usuario para una aplicación específica. Cada punto de la curva característica representa el punto de actuación del reconector para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada. En la siguiente figura se observan tres curvas características normalizadas por IEC obtenidas del software de programación de Noja Power; en donde la etiqueta extremadamente inversa representa una curva de actuación rápida, la muy inversa una curva de actuación intermedia y la inversa una curva de actuación lenta. La corriente mínima de operación en este ejemplo está fijada a 100 A, para un tiempo de actuación aproximado de 100 segundos para las 3 curvas.

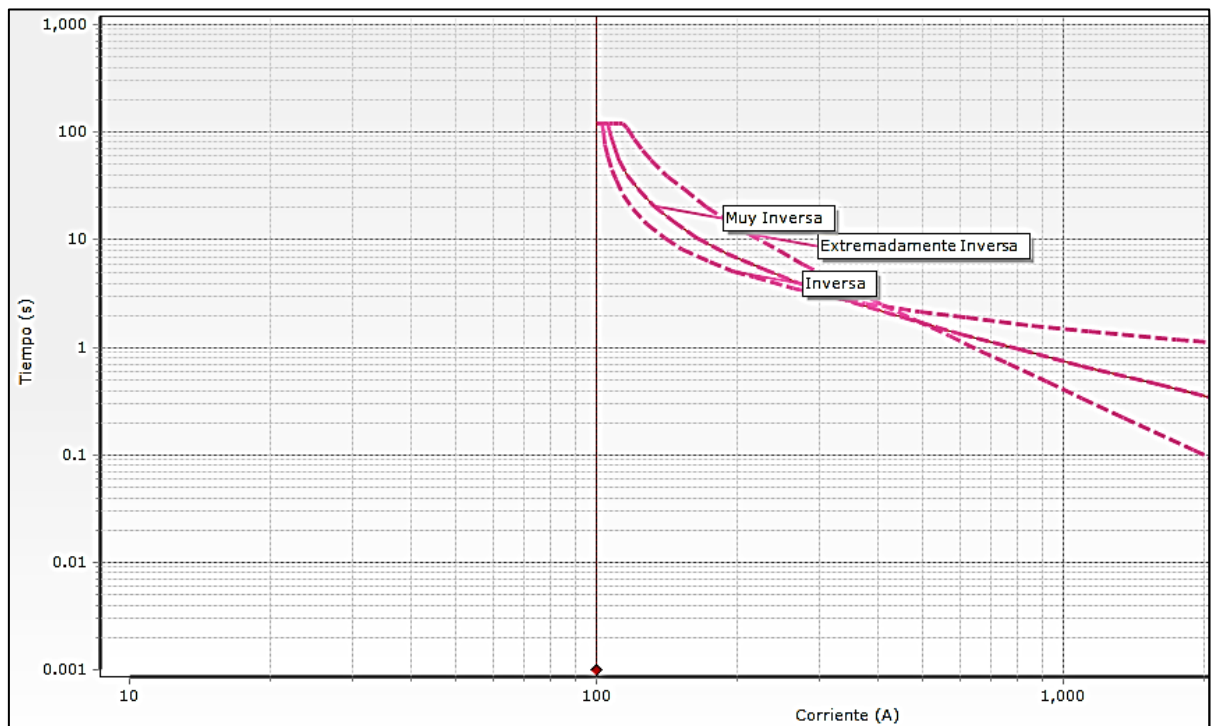


Figura 66. Curvas características tiempo – corriente estándares (IEC) obtenidas del Noja Power

A continuación definimos los siguientes conceptos que nos ayudarán a entender el funcionamiento del reconnector:

- **Tiempo de reconexión:** Intervalo de tiempo en que los contactos del reconnector permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- **Tiempo de reposición:** Tiempo después del cual, el reconnector repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue despejada por otro elemento de protección.
- **Corriente mínima de operación:** representa el valor de corriente mínimo para el cual el reconnector ejecuta su secuencia de operación programada.

La siguiente imagen, extraída de las especificaciones técnicas del reconnector marca Cooper, se exponen tres curvas de actuación denominadas A, B y C.

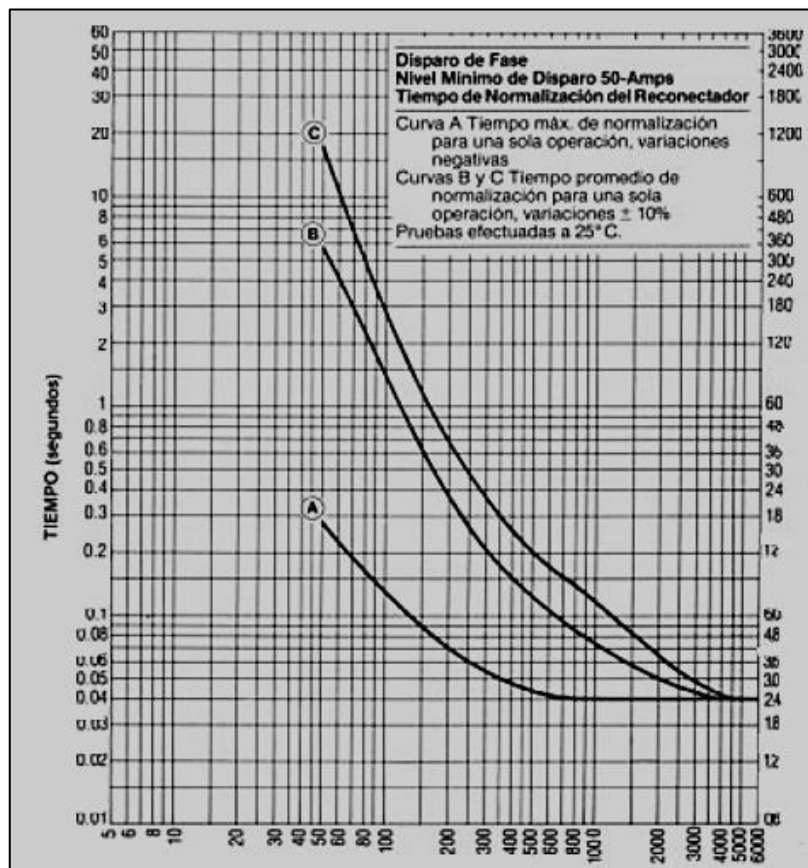


Figura 67. Curvas de actuación tipo A, B y C

La curva A representa una curva de actuación rápida, la B a una intermedia y la C a una lenta.

Para poder explicar el funcionamiento, definimos el código alfanumérico de programación, el cual se encuentra formado por tres caracteres. El primero de ellos es una letra, y representa la curva de actuación que se utiliza para las aperturas lentas (B o C). El segundo es un valor numérico que vale de 1 a 3 y representa la cantidad de aperturas rápidas, mientras que el tercero, también es un valor numérico que representa la cantidad de aperturas lentas. La curva de actuación para las aperturas rápidas siempre es A.

La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente, puede explicarse de la siguiente forma:

Para una programación C22, en la cual se realizan dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, se obtienen los tiempos de las curvas A y C para la magnitud de falla correspondiente. En la siguiente figura se observa esquemáticamente lo anteriormente mencionado.

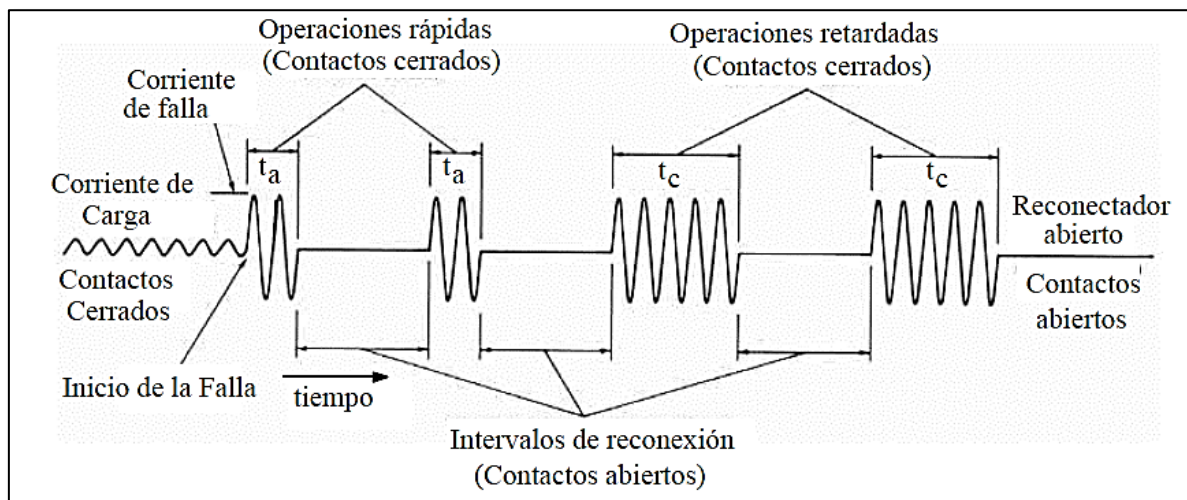


Figura 68. Ciclo de operación de reconectador ante una falla permanente

En condiciones normales de servicio circula la corriente nominal del sistema. Cuando se produce una falla y la corriente de cortocircuito es mayor que la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo “ t_a ”, permanece abierto durante un tiempo establecido, usualmente un segundo, al cabo del cual reconecta la línea en falla. Si la falla ha desaparecido, el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. En caso contrario, el mismo opera por segunda vez bajo la misma curva anterior y abre sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión, el reconectador cierra sus contactos; y, si la falla persiste, abre por tercera vez

pero de acuerdo al tiempo de actuación “ t_c ” correspondiente a la curva lenta tipo C. Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla persiste, el reconectador abre definitivamente en un tiempo igual al anterior. Las curvas lentas dan la posibilidad de actuación de las protecciones no automáticas (fusibles) aguas abajo del mismo.

3.1.7 Seccionalizadores

El seccionalizador es un dispositivo de seccionamiento que aísla de manera automática una sección de la línea de distribución donde ocurre una falla permanente.

Este es normalmente utilizado asociado a un reconectador, ya que no tiene la capacidad de aislar la falla por sí solo, por no poseer capacidad de interrupción. Su función consiste en contar las operaciones del reconectador o del dispositivo de protección con el que trabaja en asociado (interruptor), y luego de una cantidad preseleccionada de operaciones de interrupción de corriente, mientras el reconectador se encuentre abierto, el seccionalizador se abre para aislar la sección de la línea donde se encuentra la falla. Esto le permite al reconectador realizar un re-cierre para restablecer el servicio al resto de la red

Si la falla es temporal, entonces, esta será despejada por el dispositivo de seguridad aguas arriba del seccionalizador, antes de terminar con el conteo para abrir, de esta forma permanece cerrado y no se interrumpirá el servicio innecesariamente. Luego, el mecanismo del seccionalizador se reinicia automáticamente para prepararse a recibir otro ciclo de operaciones si una nueva falla se presentase.

Se proyecta instalar seccionalizadores en las principales ramas de los distribuidores en estudio.; mientras que los transformadores seguirán siendo protegidos con seccionadores fusibles tipo Kearney.

3.1.7.1 Selección

Los seccionadores o AutoLink, se fabrican para tres niveles de tensión: 15, 27 y 38 kV. Pueden ser unipolares o tripolares. Poseen regulación de corriente de 6 a 215 A y hasta cuatro conteos de sobrecorriente antes de la apertura.

En este proyecto utilizaremos seccionadores unipolares de 15 kV, con las siguientes características:

Technical specifications	
Rated voltage	15, 27 and 38 kV
Insulation level	125 and 150 kV BIL
Insulator material	Porcelain
Rated frequency	50 or 60 Hz
Nominal current	< 200 A
Actuating current	Resettable 6 - 215 A
Number of counts before operation	Resettable 1 -4
Types of inrush currents detected	Symmetric and asymmetric
Inrush detection time	< 1 cycle
Temperature range	-40° C to +55° C
Short time current, 1 sec (effective)	4 kA
Asymmetrical initial (peak)	10 kA
Dead line detection	< 200 mA
Dead line verification time	80 ms
Max. memory time with dead line	> 3,5 min
Memory reset	30 s
Weight (lb/kg)	160/353
Packaging dimensions (in)	26 x 33 x 69
Packaging dimensions (mm)	660 x 820 x 1760
Maximum operation time for three phase operation	0,5 sec

Figura 69. Características del seccionizador unipolar para 15 kV

3.1.7.2 Configuración

Para lograr una correcta coordinación entre el seccionizador y el reconectador o interruptor de cabecera, se requiere:

1. La corriente de actuación del AutoLink debe configurarse al menos un 20% por debajo de la corriente de actuación del reconectador (tanto para fallas de fase como para las fallas a tierra).
2. El conteo debe ser como mínimo de un conteo menos que la selección de conteos del reconectador o dispositivo de cabecera.
3. El tiempo de reconexión del reconectador en el intervalo que disparará el AutoLink debe ser prolongado para asegurar que el AutoLink opere sin carga. Por ejemplo, más de 0,5 segundos.
4. El tiempo de apertura total del seccionizador debe ser menor al tiempo de recierre del reconectador o interruptor.

Todo esto se realiza mediante la configuración manual del mismo a través de llaves que se encuentran en la parte superior del tubo conductor, dentro del contacto superior. La lógica de configuración responde a la de un sistema binario de 0 y 1. Podemos ver un ejemplo de seteo de 7,5 A y dos conteos en la siguiente figura.

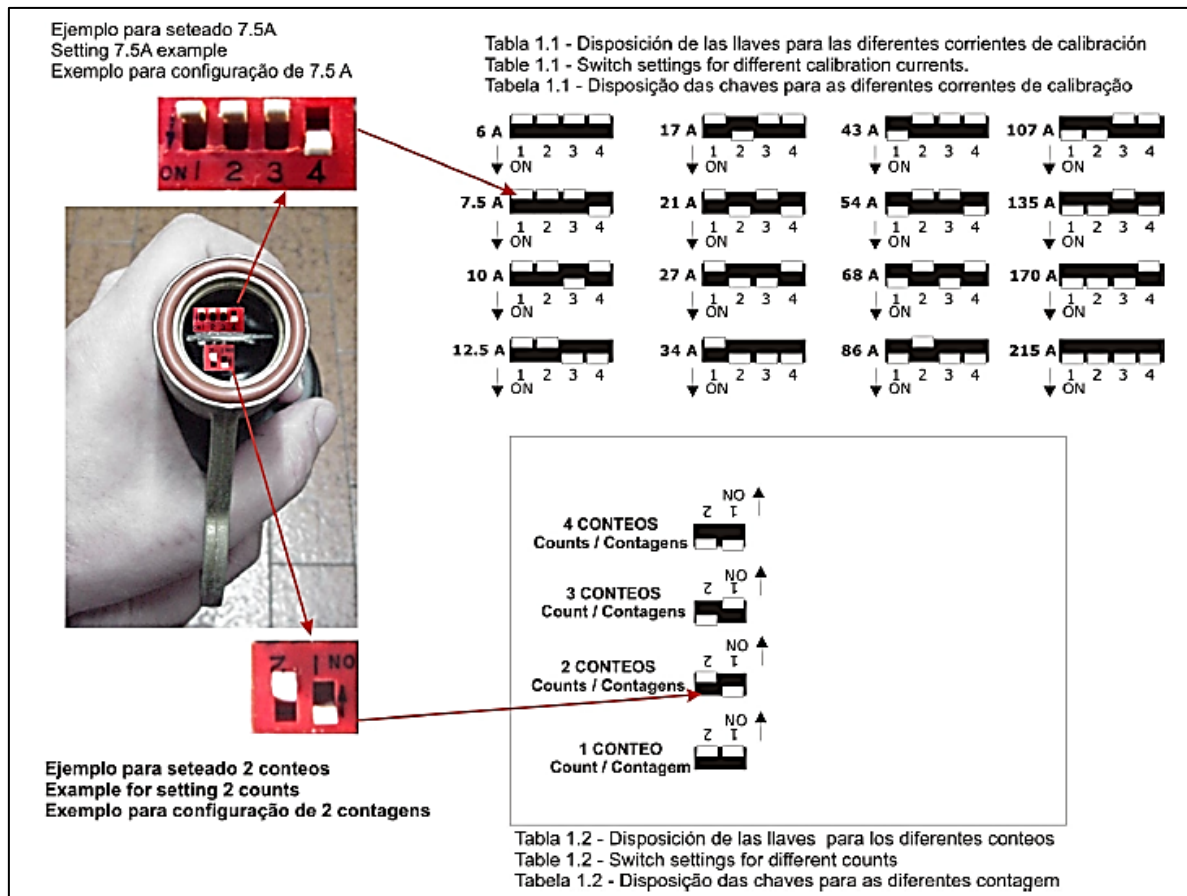


Figura 70. Configuración del seccionizador

De los datos del dispositivo se observa que el rango de actuación del mismo va desde los 6 A hasta los 215 A. En binario, se pueden obtener 16 estados como la combinación de cuatro llaves de dos estados cada una (encendido-apagado). Para el estado 2, de 7,5 A, corresponde el 0001.

En este proyecto, los seccionizadores fueron configurados para que realicen 3 conteos antes de la apertura. La configuración de la corriente fue programada de acuerdo a los requerimientos particulares de cada distribuidor.

Para el correcto funcionamiento de los seccionizadores y para que puedan cumplir con su función principal, que es la de despejar automáticamente la falla, se debe verificar que entre ellos y el reconector no exista ninguna protección de carácter manual, como ser seccionadores fusibles. Aguas abajo de los mismos, es posible que existan estos últimos, en ramales de menor importancia.

3.1.7.3 Configuración Reconectador - Seccionalizador

Operación bajo condiciones de falla transitoria: El seccionalizador permanece inactivo durante condiciones de carga normales. En una falla temporal, reconoce la falla como sobrecorriente. Si el valor de corriente de falla es un 10% mayor que el valor de la corriente de actuación del dispositivo, y se supone que el conteo está configurado a más de un disparo, el seccionalizador se activa y espera una operación de apertura del reconectador aguas arriba. Cuando esto sucede, el seccionalizador lo interpreta como corriente cero y registra el primer conteo. Si el reconectador realiza una operación de cierre y no se registran más fallas en el tiempo que demora la memoria en resetear (30 segundos), el seccionalizador va e a entrar en estado de pausa y retornar al estado inactivo, listo para el siguiente evento.

En el siguiente diagrama se observa de manera esquemática como es la operación del reconectador y el seccionalizador, para una configuración de dos conteos, en falla transitoria. T1 corresponde al tiempo que le toma al reconectador en volver a conectar el circuito. Se lo conoce como tiempo muerto y es ajustable hasta 3 minutos. T2 es el tiempo que el reconectador tarda en abrir, inmediatamente después de que ocurra la falla. Por lo general este tiempo es de apenas uno o dos ciclos.

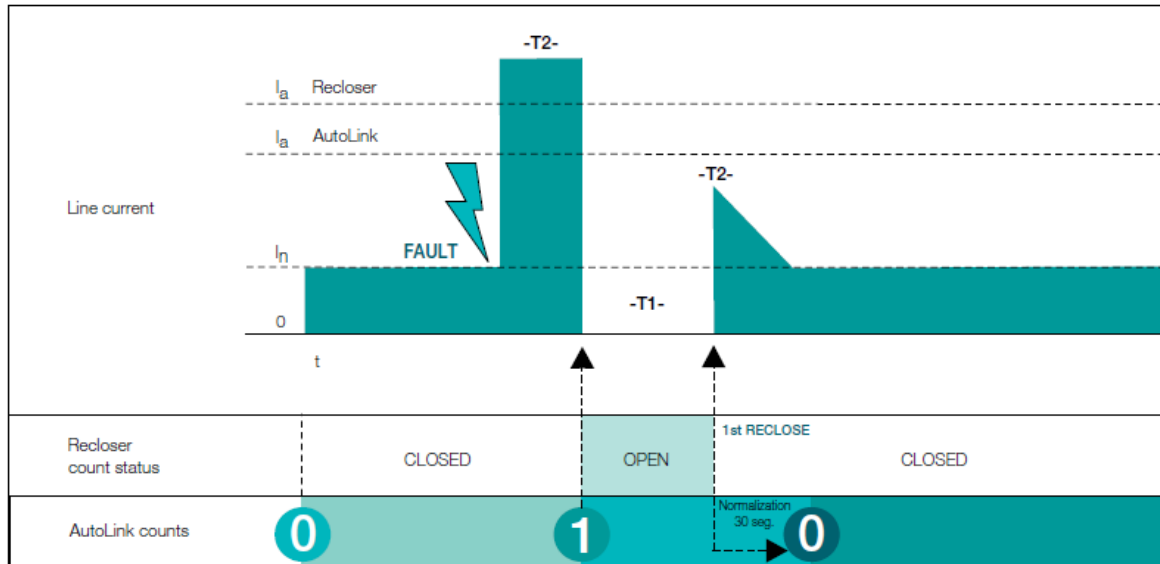


Figura 71. Configuración reconectador – seccionalizador ante una falla transitoria

Operación bajo condiciones de falla permanente: Durante estos eventos, las sucesivas operaciones de recierre del reconectador no despejan la falla. El seccionizador alcanza su conteo de disparo predeterminado y realiza la apertura de la línea en falla durante el tiempo de apertura (tiempo muerto) del reconectador y aísla la sección de la red en falla. La apertura se produce cuando la corriente es menor a 200 mA. De esta manera, el reconectador puede realizar una operación de recierre con éxito y mantener la energía en las derivaciones que no fueron afectadas por la falla.

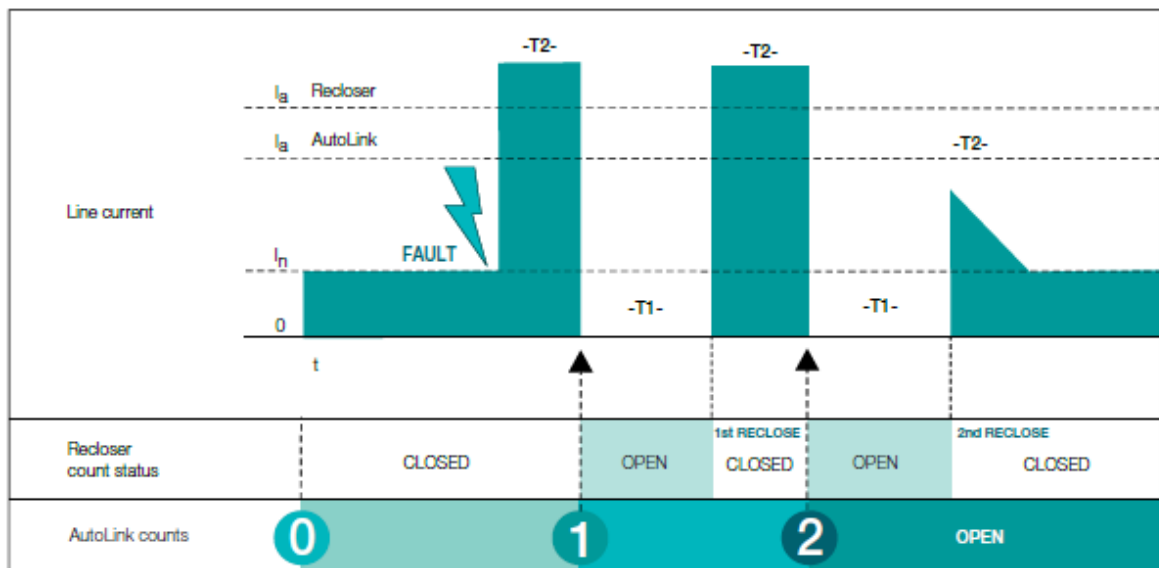


Diagram C: Two-counts setting, permanent fault.

Figura 72. Configuración reconectador – seccionizador ante una falla permanente

El AutoLink opera de manera independiente de la curva de tiempo-corriente, por lo que no necesita ningún requerimiento adicional de coordinación en el esquema de protección.

Beneficios:

- Evita el corte de servicio prolongado por fallas transitorias.
- Reduce el reemplazo de fusibles.
- Reduce costos operativos y de inventarios.
- Compatible con cualquier base de seccionador fusible tipo Kearney.
- Configurable y reconfigurable en campo.
- Detecta y discrimina corrientes inrush.
- No requiere herramientas para reposicionar el brazo de accionamiento.
- No requiere fuentes auxiliares de energía.

3.1.8 Seccionadores fusibles

Son dispositivos de maniobra y protección que actúan por cortocircuito principalmente.

Se encuentran instalados en la red actual. Poseen contactos para soportar fusibles con calibres de hasta 100 A y capacidades de ruptura de 10 kA.

3.1.8.1 Tabla de selección

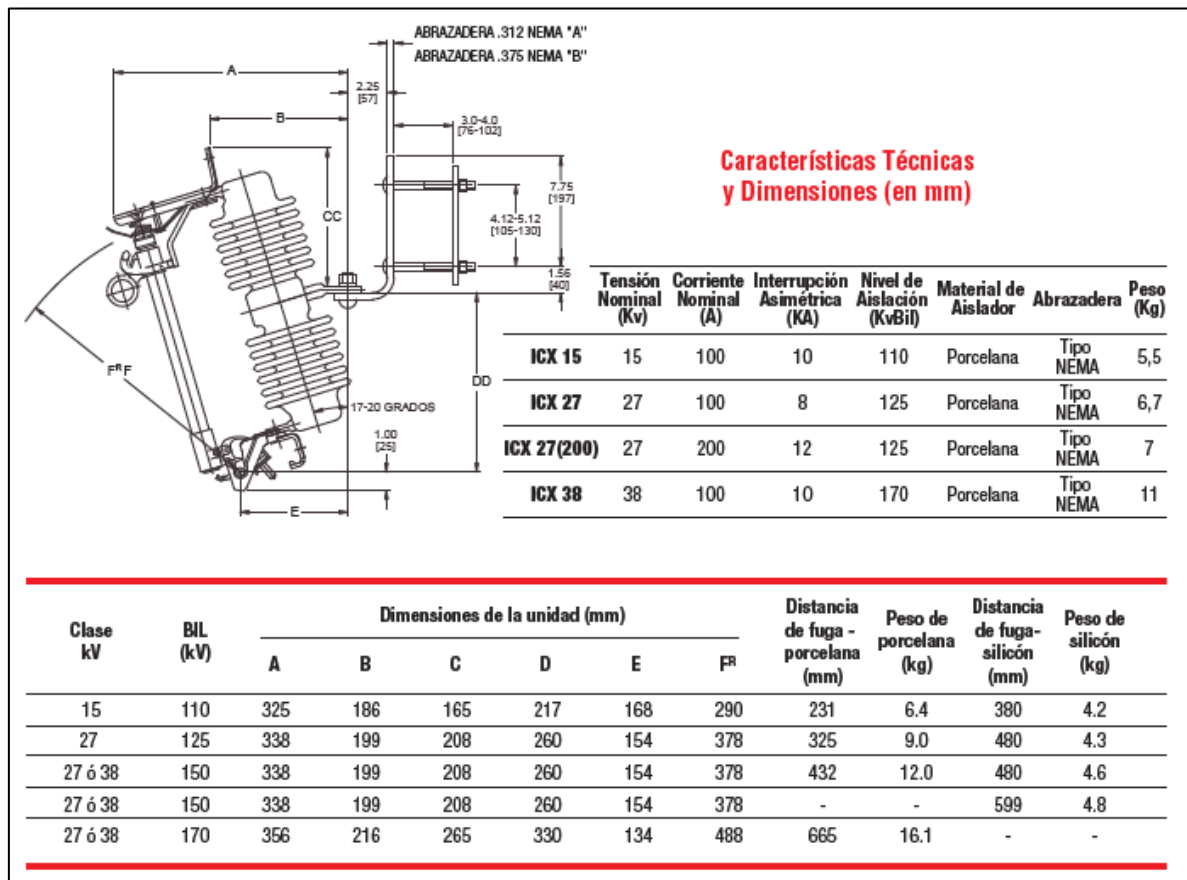


Tabla 14. Tabla de selección de seccionadores

3.1.9 Descargadores de Sobretensión

La función del descargador es derivar a tierra las tensiones que alcancen un nivel peligroso para la aislación del equipo a proteger. Por otro lado, no deben actuar cuando las sobretensiones no son peligrosas.

En condiciones normales, cuando en sus bornes se encuentra aplicada la tensión de fase - tierra, adoptan un alto valor de resistencia interna, que da lugar a una circulación de corriente de unos pocos mA. En ocasión de una sobretensión, su característica no lineal hace que su resistencia descienda a valores muy bajos, limitando el valor de la sobretensión a un valor conocido como tensión residual.

Se utilizan descargadores de sobretensión de óxido Cinc para la protección de sobretensiones contra descargas atmosféricas (externas) y de maniobra (internas). Se debe inspeccionar la existencia de descargadores en todos los transformadores de la red actual y sobre la línea, espaciados cada cuatro kilómetros aproximadamente. En el caso de que exista alguno de ellos en estado defectuoso o que no se encuentren instalados, se deberá proceder a la colocación de los mismos.

Normalmente los descargadores utilizados para protección del transformador se ubican después de los fusibles, para prevenir la salida del servicio del distribuidor por una falla en el descargador, aunque se saque de servicio el transformador. Otra alternativa es utilizar descargadores con desligador. El desligador es un mecanismo conectado en serie al descargador, el cual separa el cable a tierra de la parte inferior del descargador cuando este sufre una sobrecarga.

Los reguladores de tensión traen de fábrica dos descargadores, uno en paralelo para sobretensión de origen atmosférico, con desligador y otro en serie con la línea sin desligador instalado entre borne de entrada y borne de salida para sobretensiones de maniobra. Este último ante una sobretensión longitudinal se cortocircuita protegiendo el regulador.

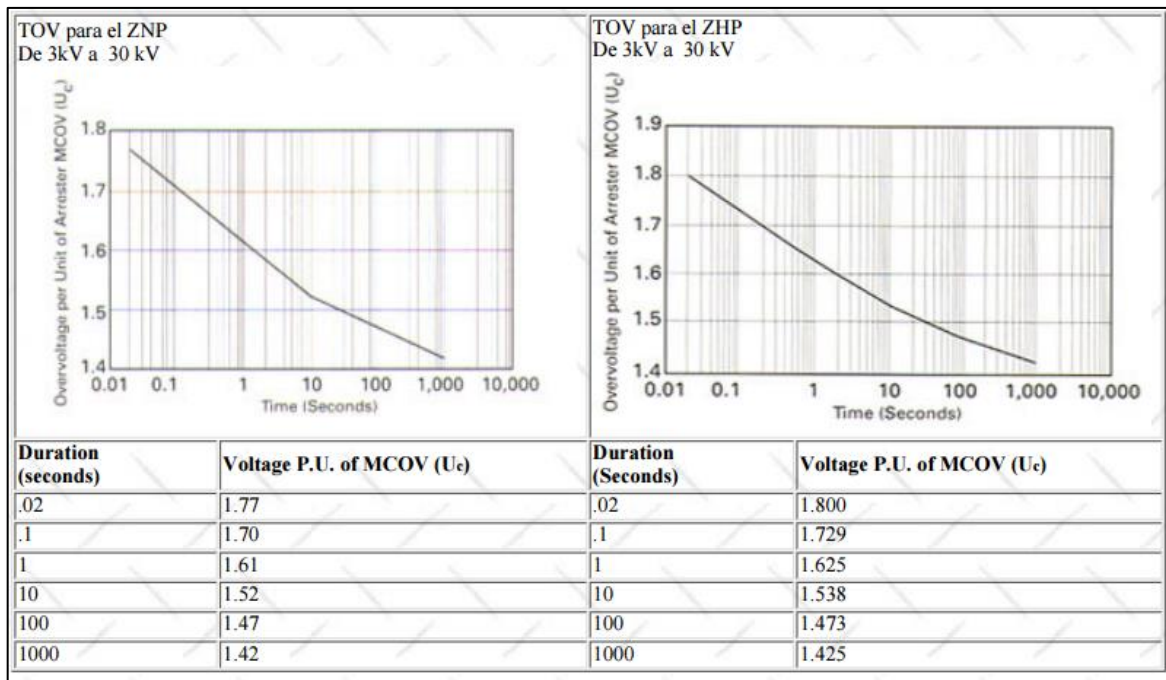
Normalmente los bancos de capacitores ubicados en la línea se protegen con un descargador por fase después de los fusibles.

En el caso de los reconectores, se colocan descargadores en el lado de la fuente y en el lado de la carga, los cuales por lo general se encuentran instalados directamente sobre el equipo.

Para la correcta selección del descargador se deben definir los siguientes valores:

1. Corriente Nominal: es el valor de corriente de descarga que soporta el descargador bajo una onda de impulso de 8/20 μ s. Se encuentra normalizada en valores de 5 kA (para trabajo normal) y 10 kA (para trabajo pesado). El criterio de elección es una combinación de factores técnicos y económicos, como ser:
 - a. Nivel Cerámico de la región: se lo conoce como el valor anual promedio de tormentas eléctricas en la región.
 - b. Importancia del equipo a proteger
 - c. Tipo de líneas entrantes al equipo.
 - d. Nivel de Aislación de las líneas.
 - e. Impedancia de la toma de tierra.

2. Tensión nominal: Se elige considerando la máxima tensión permanente de operación (MCOV) que puede aplicarse en forma ininterrumpida entre los terminales del descargador. Las sobretensiones que superan el MCOV del descargador producen un incremento en corriente que da lugar al aumento de las pérdidas y la temperatura del aparato, afectando por lo tanto su estabilidad. Para la determinación del MCOV más adecuado para una aplicación específica, se procede del siguiente modo:
 - a. Definir la tensión eficaz máxima de la línea (U_{LMAX})
 - b. Determinar el tiempo máximo de permanencia de la sobretensión (T_{MAX})
 - c. Gráficamente se puede terminar la sobretensión transitoria de frecuencia industrial (TOV)



Características del ZNP (De 5 kA para Servicio Normal)										
Tensión Nominal (Ur) (kVrms)	MCOV (Uc) ¹ (kVrms)	Max. Equiv. FOW ² (kV Cresta)	Impulso de maniobra ³ (kV Cresta)	Máxima Tensión de descarga (kV Cresta) con inimpulso de corriente de 8/20 μ s.						
				1.5 kA	2.5 kA	3.0 kA	5.0 kA	10 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	10.0	7.9	8.5	8.8	8.9	9.4	10.2	11.3	13.3
6	5.1	19.9	15.8	16.9	17.5	17.7	18.8	20.4	22.5	26.6
9	7.65	29.9	23.7	25.4	26.2	26.6	28.2	30.5	33.8	39.9
10	8.4	32.9	26.3	28.1	29.2	29.6	31.3	33.9	37.4	43.9
12	10.2	39.8	31.6	33.8	34.9	35.4	37.6	40.7	45.0	53.1
15	12.7	49.8	39.5	42.2	43.6	44.3	47.0	50.9	56.3	66.4
18	15.3	59.7	47.4	50.7	52.3	53.1	56.4	61.0	67.5	79.7
21	17.0	69.7	55.3	59.1	61.0	62.0	65.7	71.2	78.7	92.9
24	19.5	79.6	63.2	67.6	69.7	70.8	75.1	81.3	90.0	106.2
27	22.0	89.6	71.1	76.0	78.4	79.7	84.5	91.5	101.2	119.5
30	24.4	99.5	78.8	84.2	87.4	88.7	93.9	101.7	112.0	131.7

Tabla 15. Características del descargador de 5 kA (servicio nominal)

Características del ZHP (De 10 kA para Servicio Pesado)

Tensión Nominal (Ur) (kVrms)	MCOV (Uc) ¹ (kVrms)	Max. Equiv. FOW ⁴ (kV Cresta)	Impulso de maniobra ³ (kV Cresta)	Máxima Tensión de descarga (kV Cresta) con impulso de corriente de 8/20 μ s.						
				1.5 kA	2.5 kA	3.0 kA	5.0 kA	10 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	10.4	7.8	8.5	8.8	8.9	9.3	9.9	10.9	12.4
6	5.1	20.7	15.5	16.9	17.5	17.7	18.6	19.8	21.8	24.7
9	7.65	31.0	23.3	25.4	26.2	26.6	27.9	29.7	32.7	37.0
10	8.4	34.5	25.9	28.2	29.1	29.5	31.0	33.0	36.3	41.1
12	10.2	41.3	31.0	33.8	34.9	35.4	37.2	39.6	43.5	49.3
15	12.7	51.7	38.8	42.2	43.6	44.2	46.5	49.5	54.4	61.6
18	15.3	62.0	46.5	50.7	52.3	53.1	55.8	59.4	65.3	73.9
21	17.0	72.3	54.3	59.1	61.0	61.9	65.1	69.3	76.2	86.2
24	19.5	82.6	62.1	67.6	69.7	70.7	74.4	79.2	87.0	98.5
27	22.0	92.9	69.8	76.0	78.4	79.6	83.7	89.1	97.9	110.8
30	24.4	103.3	77.6	84.4	87.1	88.4	93.0	99.0	108.8	123.1

¹ MCOV = Tensión de operación permanente máxima.

² Frente de onda equivalente es la tensión de descarga máxima para una onda de impulso de corriente de 5kA que produce una cresta de tensión 0.5 μ seg.

³ Considerando una onda de impulso de corriente de maniobra de 45x90 μ seg., 500 A.

⁴ Frente de onda equivalente es la tensión de descarga máxima para una onda de impulso de corriente de 10kA que produce una cresta de tensión 0.5 μ seg.

Tabla 16. Características del descargador de 10 kA (servicio pesado)

Según la información obtenida de las instalaciones existentes, los descargadores instalados tienen las siguientes características:

- Máxima tensión de operación permanente MCOV (eficaz): 10,2 kV
- Tensión Nominal (eficaz): 12 kV
- Corriente Nominal de descarga: 5 kA. Para trabajo normal

3.1.10 Seccionador unipolar a Pértiga By-Pass

Los seccionadores By Pass, permiten realizar mantenimientos en instalaciones y/o equipamientos (reconectores y reguladores) sin la necesidad del corte de suministro de energía.

Su diseño, consiste en tres seccionadores unipolares montados sobre un bastidor en configuración "U" invertida. En posición cerrado, una traba mecánica elimina la posibilidad de una eventual apertura intempestiva. Este enclavamiento se libera automáticamente al iniciar la maniobra de apertura con la pértiga. Por el tipo constructivo y el diseño del bastidor sobre el cual se montan los aisladores, se comporta como una estructura indeformable al ser accionado.

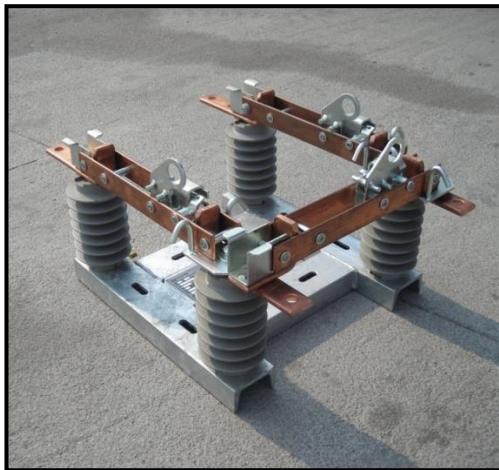


Figura 73. Seccionador By Pass

El seccionador By-Pass utiliza dos cuchillas paralelas para aislar el regulador o reconector y una cuchilla perpendicular que provee la función de By-Pass. En operación normal la cuchilla perpendicular se encuentra abierta y las dos cuchillas seccionadoras están cerradas, permitiendo a la unidad estar energizada. Cuando se requiere mantenimiento, reparación o remoción, primero se cierra la cuchilla By-Pass para establecer un camino paralelo de la corriente. Luego, se abren las cuchillas seccionadoras y la unidad queda aislada de la línea mientras que el servicio de energía se mantiene.

Gracias a sus características constructivas que le permite quedar bloqueado mecánicamente en posición cerrado, puede montarse en varias posiciones, por lo tanto, es utilizado tanto en líneas aéreas como estaciones transformadoras. Lo anterior se puede observar en la siguiente figura:

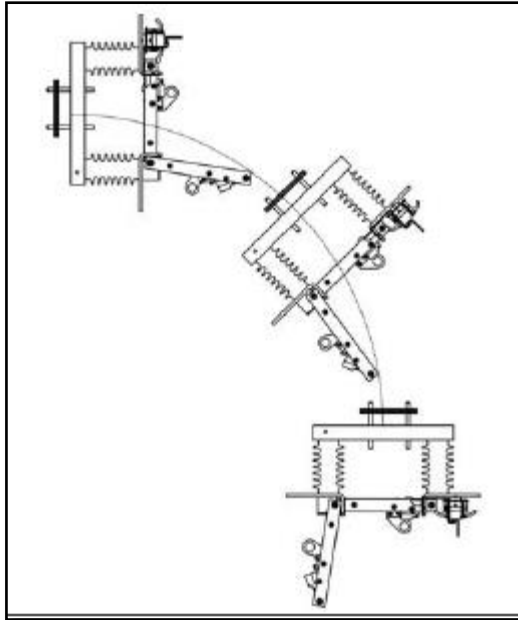


Figura 74. Diversas posiciones de montaje del seccionador By Pass

En las imágenes siguientes se observan los seccionadores By-Pass instalados en un montaje a nivel del banco de reguladores.



Figura 75. Seccionadores By Pass instalados en un montaje a nivel del banco de reguladores

3.1.11 Estudio de las protecciones

3.1.11.1 Estado actual

Actualmente, los distribuidores se encuentran con el siguiente esquema de protección, para sobretensiones y para fallas que originan sobrecorriente:

- Sobretensiones de maniobra y atmosféricas: Se encuentran instalados descargadores de sobretensión.
- Sobrecargas y cortocircuitos en línea troncal: Son evacuadas por el Interruptor automático de gran volumen de aceite de la Estación transformadora. Además, a mitad de línea se encuentra instalado un seccionador fusible.
- Cortocircuitos en derivaciones: Se encuentran instalados seccionadores fusibles.

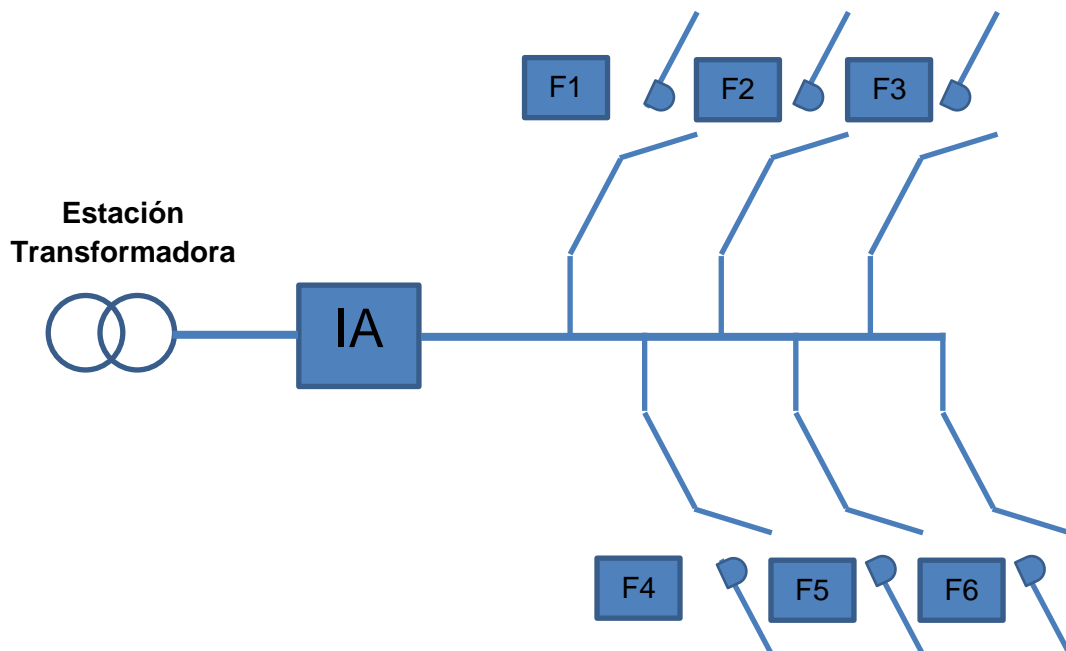


Figura 76. Esquema de protecciones en el estado actual

Sobre la línea se encuentran instalados seccionadores a cuchilla para montaje intemperie, que se utilizan para seccionar la misma en tramos más cortos en caso de falla o mantenimiento.

Bajo este esquema de protección, cualquier tipo de falla, ya sea permanente o transitoria provocará que el suministro de energía sea interrumpido temporalmente hasta una reposición manual por parte de los operarios de la prestadora. Las protecciones involucradas son los seccionadores fusibles instalados en la red.

Esto implica la búsqueda del fusible que actuó por la falla; si se soluciona el problema, se repone el fusible y se reestablece el servicio. Todo ese tiempo perdido es el que implica que los índices de evaluación de la calidad de servicio resulten insatisfactorios. Sumado a esto, la frecuencia con la cual se producen cortes de suministro es elevada debido a que el sistema no puede discriminar fallas transitorias de las permanentes.

Además, el interruptor de cabecera que se encuentra instalado en la estación transformadora no posee recierre, de forma que, en caso de una falla en la red troncal, el mismo provocará el corte total de suministro ante cualquier tipo de falla.

3.1.11.2 Estado Futuro con mejoras

Ante la solución propuesta, los distribuidores dispondrán del siguiente esquema de protección, según el tipo de falla que se presente:

- Sobretensiones de maniobra y atmosféricas: Se encuentran instalados descargadores de sobretensión. En el caso que sea necesario se repondrán los mismos.
- Sobrecargas: Son despejadas por el conjunto Reconectador – Seccionalizador – Seccionador Fusible.
- Cortocircuitos: Son despejadas por el conjunto Reconectador – Seccionalizador - Seccionador Fusible.

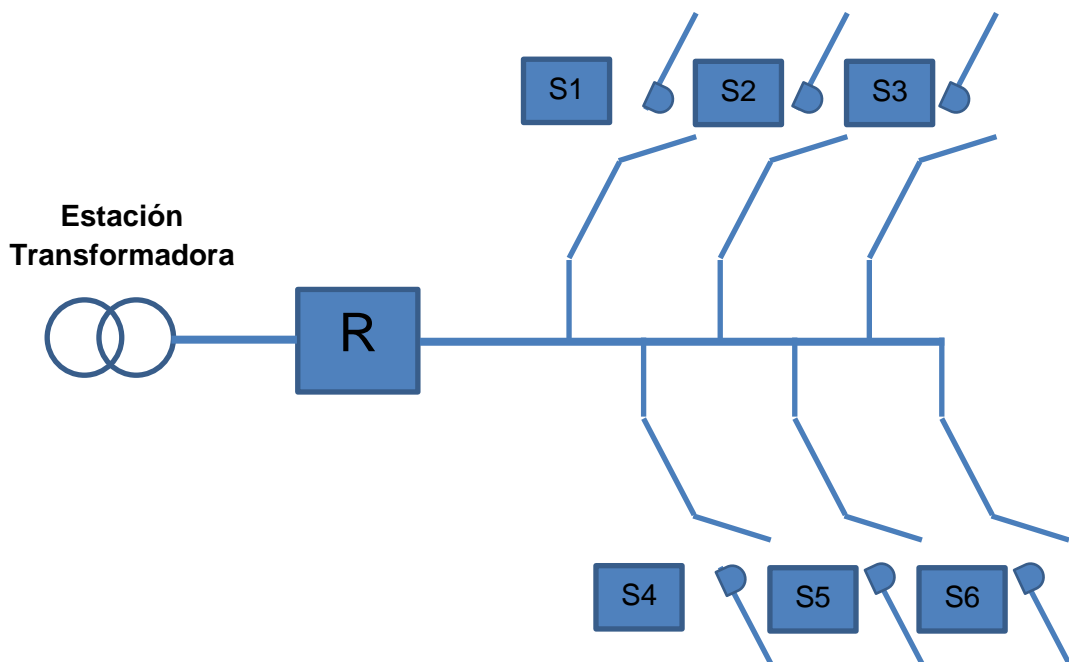


Figura 77. Esquema de protecciones en el estado futuro

Los seccionadores fusibles son instalados en los ramales secundarios a la altura de la interconexión con la red troncal. No se suelen ubicar sobre la red troncal porque pueden limitar la coordinación entre las protecciones.

Bajo este esquema de protección, es posible discriminar las fallas de carácter transitorio de las permanentes gracias a la incorporación de un reconectador. Las fallas transitorias representan entre un 80% y un 90% de las fallas que se producen en las líneas, por lo tanto, al detectarlas y despejarlas luego sucesivos ciclos de aperturas y cierres automáticos, es posible disminuir el tiempo de corte de forma considerable cada vez que se presenta una falla y mejorar la calidad del servicio.

Solo queda encontrar el lugar en donde se produjo la falla permanente, siendo las de este tipo, las de menor ocurrencia. La incorporación de seccionalizadores permite reducir el tiempo de salida de servicio de la red. Esto es el resultado de la ubicación estratégica de los seccionalizadores en la red de distribución.

Una vez que se ubicó el lugar en donde se produjo la falla y se subsanó el inconveniente, solo resta restablecer el actuador del seccionalizador y reconectar el mismo. Esto se realiza manualmente en la zona en cuestión y no requiere el recambio de la protección, disminuyendo tiempos de mantenimiento y costos de inventarios.

En resumen, podemos decir que, gracias al reconectador, es posible disminuir el tiempo de salida del servicio de la red, gracias a la discriminación entre fallas transitorias y permanentes; y que, gracias a los seccionalizadores, es posible acotar la zona afectada, disminuyendo los tiempos muertos que se emplean en la búsqueda y reparación de la falla sumados al tiempo que se tarda rearmar la protección y reponer el servicio.

En conclusión, los conceptos básicos de coordinación de las protecciones en sistemas de distribución radial, pueden resumirse en dos:

- i. El dispositivo de protección más próximo a la falla debe despejarla, sea esta permanente o transitoria, antes que el dispositivo de respaldo opere (si este no tiene reconexión automática) o antes que complete la secuencia de operación (en caso de poseer reconexión automática).
- ii. Cuando se producen interrupciones por fallas de carácter permanente, estas deben limitarse a la sección más pequeña posible de la red, como así también en el tiempo de duración de la misma.

Analizaremos dos posibles soluciones:

1) Instalación de un Reconectador de Cabecera, trabajando en conjunto con los seccionadores fusibles existentes.

En este caso, es posible discriminar las fallas transitorias de las permanentes gracias a la coordinación selectiva de los reconectores con los seccionadores fusibles.

Ante una falla permanente, luego de los sucesivos ciclos de apertura y cierre del reconectador, el seccionador fusible actuará. Como consecuencia, será necesario su ubicación, reemplazo y puesta en funcionamiento.

Se hace notar que, aunque esta opción sea más económica, la coordinación entre las protecciones no es una tarea fácil de lograr.

En este caso, el reconectador deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por lo tanto, el fusible debe operar después de la característica rápida y antes de la lenta del reconectador. Para ello se debe dar lo siguiente:

-Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo máximo de actuación debe ser menor que el tiempo de operación del reconectador en su característica lenta. Si estas curvas pasan muy cerca, el reconectador deberá configurarse con dos o más operaciones lentas, para que pueda operar simultáneamente con el fusible. De esta forma, el reconectador podrá reponer el servicio al resto del sistema. Con esto se determina el punto de corriente mínima de actuación.

-Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el tiempo de operación del reconectador en su operación rápida, multiplicada por un factor $K1$, dado por el fabricante, el cual depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión. La intersección de esta curva con la de tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación. En la siguiente tabla se pueden observar valores típicos del factor $K1$.

Tiempo de Reconexión (Ciclos)	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25-30	1,3	1,2	2,0	1,8
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

Tabla 17. Valores típicos del factor K1

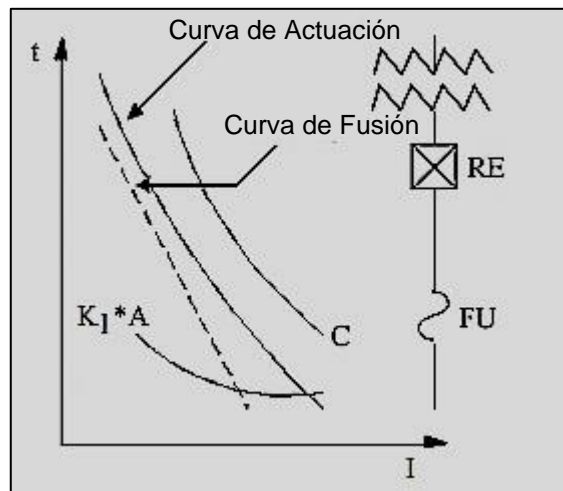


Figura 78. Coordinación entre reconector y fusible

2) Instalación de un Reconector de Cabecera e instalación de seccionadores en las principales ramas de la red; trabajando en conjunto con los seccionadores fusibles existentes instalados en los transformadores de distribución y demás dispositivos (Capacitores, reconectores, etc.).

Esta alternativa, también permite discriminar las fallas transitorias de las permanentes, pero es gracias a la actuación coordinada de los reconectores con los seccionadores.

Ante una falla permanente, luego de los sucesivos ciclos de apertura y cierre del reconector, el seccionador actuará. Como consecuencia será necesario su ubicación, rearme y puesta en funcionamiento.

Esta opción es más costosa debido a la necesidad de instalar seccionadores. Tiene como ventaja que no requiere de la coordinación de los seccionadores con el reconector a través de las curvas tiempo – corriente, ya que el seccionador actúa de acuerdo a curvas, sino que cuenta

los pulsos de corriente de falla y se ajusta para que abra luego de un determinado número de pulsos, como máximo, uno menos que el número de operaciones del reconfigurador ubicado aguas arriba; y debe desconectar cuando este se encuentre abierto.

Se explica también la forma de coordinar el reconfigurador con el interruptor de cabecera y, la coordinación entre el reconfigurador de cabecera con el reconfigurador ubicado a mitad de línea.

3.1.11.2.1 Coordinación de interruptor de cabecera con reconfigurador ubicado en la línea troncal.

Los distribuidores son protegidos mediante interruptores conectados en el origen y con reconfiguradores en el troncal. Los interruptores se encuentran comandados por relés de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso. El relé debe ser ajustado de manera que detecte y de la orden para despejar las fallas que ocurran dentro de la zona del distribuidor, hasta la ubicación del primer reconfigurador, pero, no obstante, debe tener un retardo suficiente de manera que no operen simultáneamente.

El factor crucial para coordinar la operación entre estos elementos de protección, es el tiempo de reposición del relé de sobrecorriente durante la secuencia de operación del reconfigurador.

Una regla práctica que se aplica para determinar si hay o no coordinación entre estos elementos es la siguiente: *“Es posible que no se logre la selectividad adecuada si, para un valor dado de corriente de falla, el tiempo de operación del relé, es menor que dos veces el tiempo de operación del reconfigurador en curva lenta; suponiendo que la secuencia de operación del reconfigurador incluye dos operaciones en este tipo de curva”*.

3.1.11.2.2 Coordinación entre reconectores

La coordinación se puede lograr de tres maneras diferentes:

- a) **Por corrientes nominales:** En este método se coordina mediante las corrientes calibradas de los equipos, considerando que dichas corrientes disminuyen a medida que se alejan de la fuente. Existirá coordinación aun cuando los reconectores tengan el mismo ajuste, que normalmente corresponde a dos operaciones rápidas y dos lentas. Es prácticamente imposible que no haya operación simultánea cuando operan en curva rápida, sin embargo, se debe, mantener una diferencia de al menos 12 ciclos entre las operaciones en curvas retardadas para asegurar una buena selectividad. En la siguiente imagen se puede observar las curvas de coordinación de tres reconectores de diferente corriente calibrada.

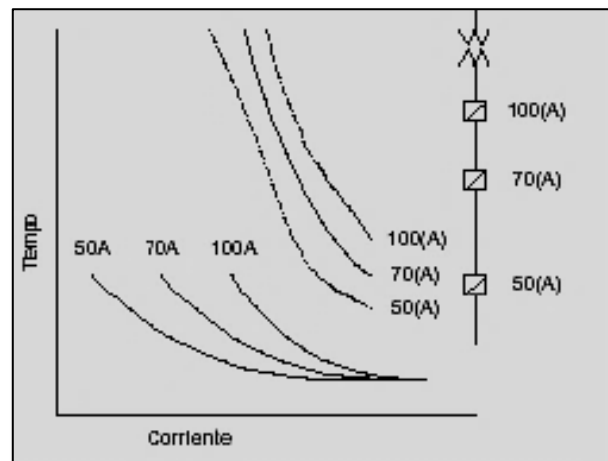


Figura 79. Coordinación entre reconectores por corrientes nominales

- b) **Combinando el número de aperturas:** Es posible coordinar reconectores en serie que tengan la misma corriente calibrada, siempre que sus secuencias de operación sean diferentes, de forma tal que, el reconector ubicado más cercano a la falla, tenga una operación menos en curva lenta que el reconector ubicado aguas arriba. Con esto se logra que ambos operen simultáneamente, pero que uno de ellos agoté su secuencia de operación antes, cuando aún al otro le quede una operación más. En la imagen siguiente se observa que el reconector aguas arriba tiene una programación en la curva C con dos operaciones lentas y dos rápidas, mientras que los que se encuentran aguas abajo, están programados en la curva C para tres operaciones rápidas y una lenta. Todos ellos poseen la misma corriente calibrada de 100 A.

Código / Curva	Rápida	Lenta
C22	2	2
C31	3	1

Tabla 18. Cantidad de curvas rápidas y lentas según codificación

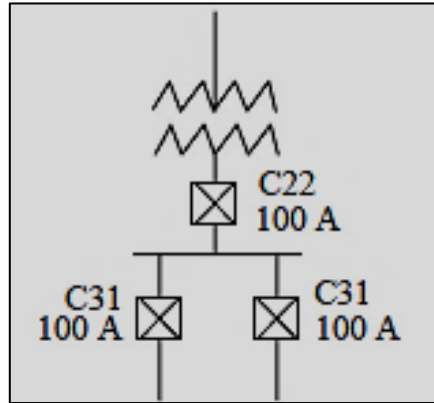


Figura 80. Coordinación entre reconfiguradores por el número de aperturas

- c) Combinando curvas de operación retardadas:** En este método, las corrientes de operación son idénticas, solo que, además de tener programadas diferentes secuencias de operación, realizan las aperturas con retardo en curvas diferentes. En la siguiente imagen se observa que el regulador aguas arriba tiene una programación en la curva C con tres operaciones lentas y una rápida, mientras que los que se encuentran aguas abajo, están programados en la curva B para tres operaciones rápidas y una lenta. Todos ellos poseen la misma corriente calibrada de 100 A.

Código / Curva	Rápida	Lenta
C13	1	3
B31	3	1

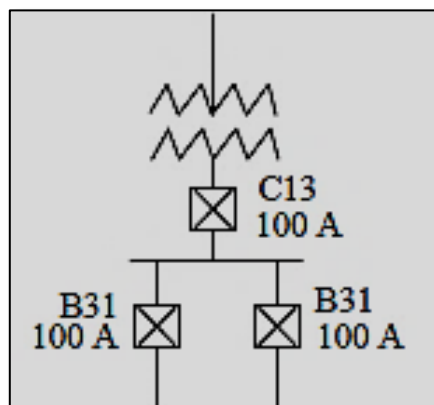


Figura 81. Coordinación entre reconfiguradores combinando curvas de operación retardadas

4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

4.1 Análisis de la Calidad del Producto Técnico Suministrado

En esta sección se procede al análisis de resultados obtenidos del estudio de los dos distribuidores en lo que respecta a calidad de producto técnico suministrado.

Según los estados de cálculo definidos, este análisis se conformará en tres secciones:

- Estado Actual
- Estado a 5 años
- Estados a 10 años

Tanto los planos con la ubicación de las cargas como las planillas completas, para los respectivos estados, se pueden observar en los anexos.

A continuación se establecen los parámetros necesarios para permitir la comprensión de las planillas desarrolladas para el presente trabajo:

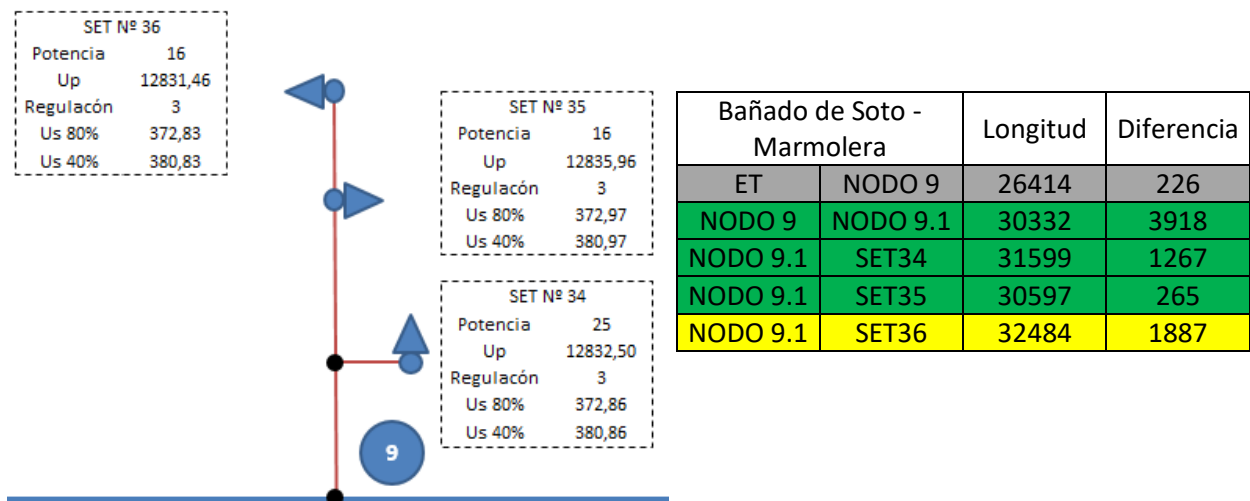


Figura 82. Descripción de los esquemas utilizados

En las figuras anteriores se muestran extractos de las planillas desarrolladas en el trabajo, donde se puede observar cómo se encuentran identificadas tanto las LMT como las subestaciones, a fin de esclarecer cómo están constituidas las planillas. En ellas se puede observar que a cada nodo sobre la red troncal se lo identifica con el color gris, luego el ramal es identificado con el color verde, el mismo color es el utilizado para las primeras subestaciones que se encuentran sobre los ramales y a las subestaciones siguientes, que se encuentran aguas debajo de estas, son identificadas por el color amarillo.

4.1.1 Distribuidor Pichanas – Serrezuela

Se analizará las ventajas que presenta la incorporación de bancos de capacitores y bancos de reguladores en la mejora de la caída de tensión en la línea.

4.1.1.1 Estado Actual:

En el plano P-2 anexo, se puede observar la ubicación de las cargas, la extensión de la línea, cantidad de ramificaciones, etc.

Siguiendo el procedimiento descrito en la memoria de cálculo, procedemos a calcular las potencias reactivas de los transformadores y de las cargas, dependiendo del estado de carga de las mismas (60%); y, además, la potencia activa de la carga. A partir de ellas, se obtiene la potencia aparente. Los resultados se observan en la siguiente tabla:

POTENCIA TRANSFORMADO R [kVA]	POTENCIA REACTIVA TRANSFORMADO R [kVAr]			BAJA TENSIÓN				MEDÍA TENSIÓN					
				Potencia Activa [kW]			Potencia Reactiva [kVAr]	Potencia Reactiva [kVAr]			Potencia Aparente [kVA]		
	Qo	Qc	Qt	cos Φ	Carga	Acum.	Carga	Induc.	Capac.	Reac.	Acum.	Carga	Acum.
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	1050,06	48,99	54,76		54,76	703,80	99,07	1264,10
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	967,50	48,99	54,76		54,76	649,04	99,07	1165,04
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	884,94	48,99	54,76		54,76	594,29	99,07	1065,97
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	802,38	48,99	54,76		54,76	539,53	99,07	966,91
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	719,82	48,99	54,76		54,76	484,78	99,07	867,84
40	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	61,92	12,25	13,96		13,96	41,88	24,92	74,75
40	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	41,28	12,25	13,96		13,96	27,92	24,92	49,84
40	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	20,64	12,25	13,96		13,96	13,96	24,92	24,92

Tabla 19. Planilla de cálculo de potencias para el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual

Luego se obtiene la corriente aparente, la cual es utilizada para el cálculo de la caída de tensión, previo cálculo de los parámetros característicos de la línea (resistencia y reactancia).

Los valores de caída de tensión obtenidos son los siguientes:

Pichanas - Serrezuela		Longitud Parcial [m]	Corriente Demandada [A]	Resistencia [Ω /km]	Reactancia [Ω /km]	Δe %
ET	SET1	890	55,29	0,807	0,361	0,56%
ET	SET2	731	50,96	0,807	0,361	0,99%
ET	SET3	709	46,62	0,807	0,361	1,37%
ET	SET4	770	42,29	0,807	0,361	1,74%
ET	SET5	795	37,96	0,807	0,361	2,08%
NODO 7.1	SET34	2043	1,09	2,579	0,399	11,05%
NODO 7	SET35	630	4,36	2,579	0,399	10,84%
NODO 7	SET36	2986	3,27	2,579	0,399	11,14%
NODO 7	SET37	1257	2,18	2,579	0,399	11,23%
NODO 7	SET38	3279	1,09	2,579	0,399	11,34%

Tabla 20. Valores de caída de tensión para el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado actual

Como se puede observar en la tabla anterior, al final de la línea, la caída de tensión alcanza un valor del 11,34 %, el cual sobrepasa el límite del 8% exigido por la norma.

Como complemento del análisis, se presenta el esquema de regulación de los transformadores ubicados en el final de la línea; y se observan las tensiones de entrada y de salida de los mismos.

Además se adjunta una tabla en la cual se observan los valores calculados para cada SETs del esquema. Podemos observar los resultados en el extremo de la LMT, donde se visualizan los resultados para MT y los valores de tensión correspondientes en bornes del secundario de los transformadores para los que se estipuló una caída tolerable del 3% como máximo. Para este caso podemos concluir que para un estado de carga del 60% a partir del km 32, aguas debajo de la SET n° 27, los valores obtenidos se encuentran fuera del margen establecido, y los podemos diferenciar claramente porque están resaltados en color rojo. En cambio para un estado de carga del 30%, como el que se podría presentar durante la noche, los resultados se muestran fuera del margen tolerable a partir de la SET N° 34, por lo tanto, existen inconvenientes tanto en el horario diurno como nocturno.

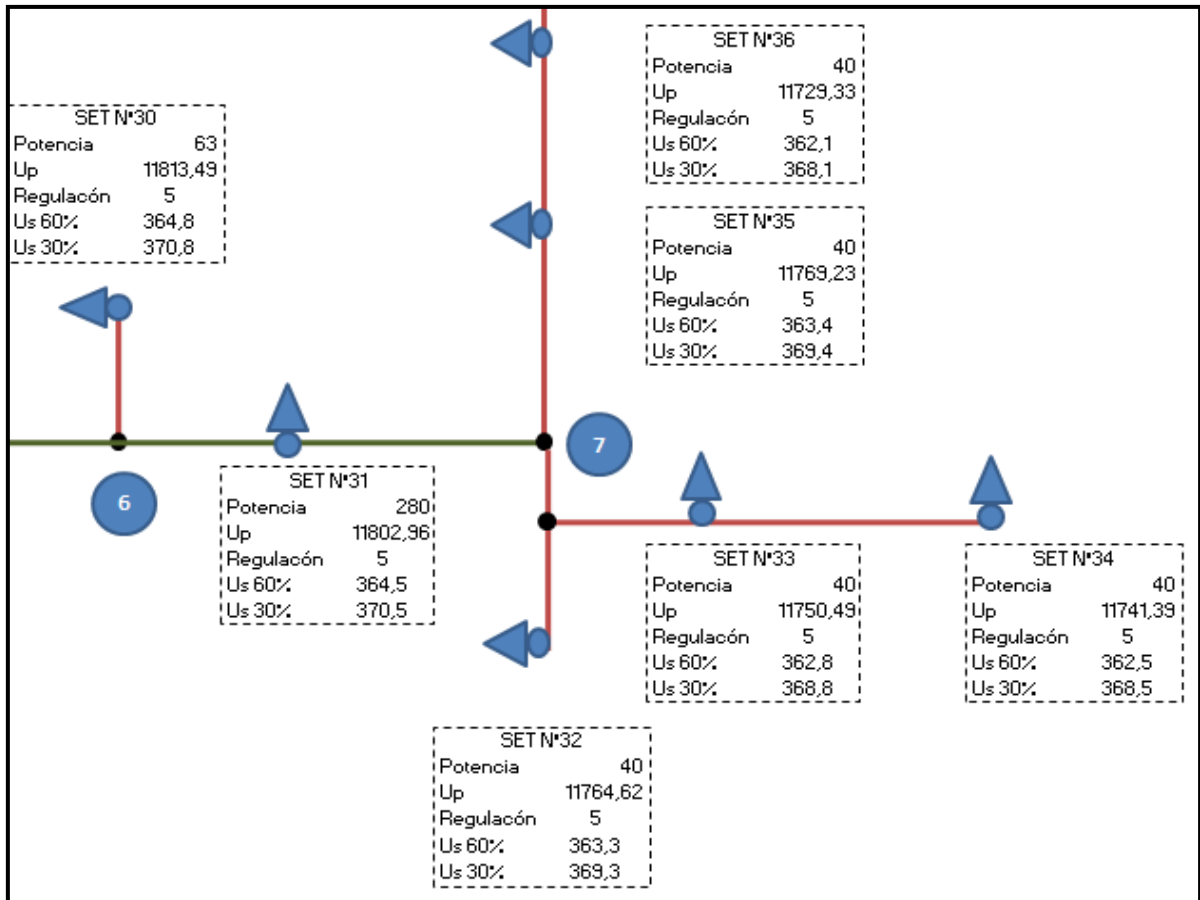


Figura 83. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual

TABLA RESUMEN								
Denominación	SET N°30	SET N°31	SET N°32	SET N°33	SET N°34	SET N°35	SET N°36	SET N°37
Up (V)	11813,49	11802,96	11764,62	11750,49	11741,39	11769,23	11729,33	11718,13
Distancia (km)	38,90	38,32	40,94	41,95	43,99	40,39	43,37	44,63
Regulación (STEP)	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Us 60%	364,83	364,49	363,27	362,82	362,53	363,41	362,14	361,78
Us 30%	370,83	370,49	369,27	368,82	368,53	369,41	368,14	367,78
ΔUp % (MT)	-10,50%	-10,58%	-10,87%	-10,98%	-11,05%	-10,84%	-11,14%	-11,23%
ΔUs 60 % (BT)	-3,99%	-4,08%	-4,40%	-4,52%	-4,60%	-4,36%	-4,70%	-4,79%
ΔUs 30 % (BT)	-2,41%	-2,50%	-2,82%	-2,94%	-3,02%	-2,79%	-3,12%	-3,21%

Tabla 21. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual

A continuación se puede observar gráficamente el perfil de tensión en M.T. el cual nos servirá para determinar la ubicación óptima del banco de reguladores. En ella se puede observar una continua caída de tensión, la cual alcanza valores que superan los exigidos por normas.

A una distancia de 25 km, la caída de tensión ya alcanzó un valor que ronda el 8% de caída de tensión (una tensión de 12144 V), por lo tanto, la ubicación del banco de regulación podría estar situada a esa distancia.

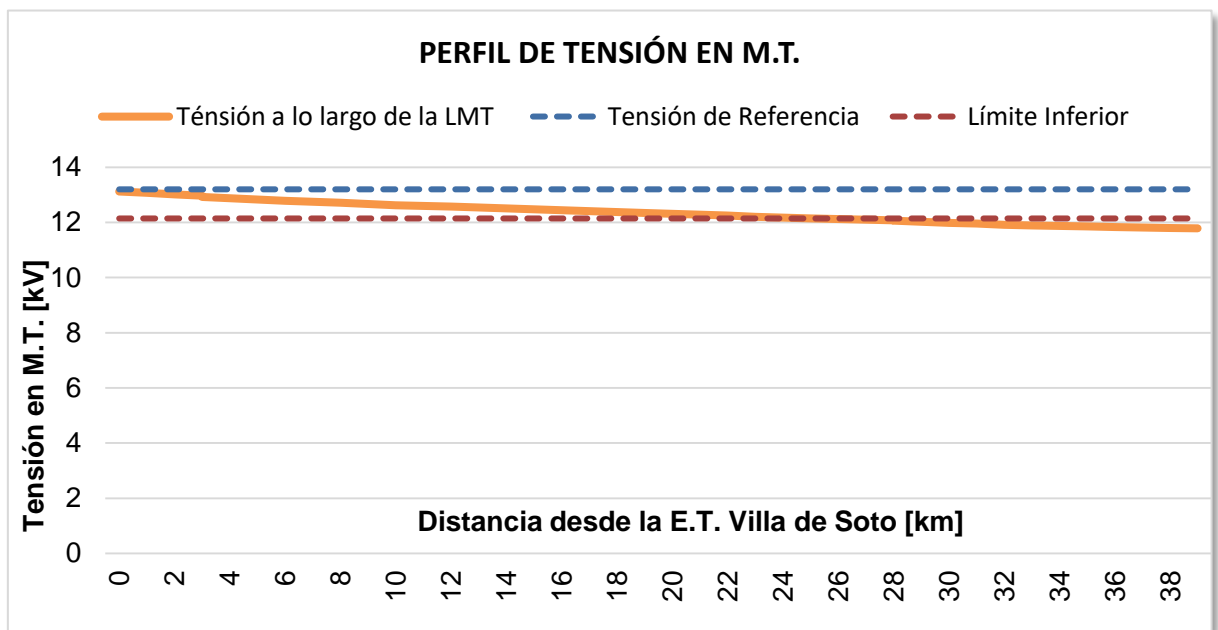


Figura 84. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado actual

Dado a que el análisis se realiza con una visión a futuro de 10 años, resulta evidente que los valores de caída de tensión van a empeorar con el pasar de los años, producto de un aumento de la demanda de potencia y por la instalación de transformadores para suministro a nuevos usuarios. Es por ello que se propone un plan de inversión, en donde se prevé la instalación de bancos de capacitores y reguladores inductivos de tensión.

Debido a esto se propone que, en lapso de 5 años, se instalen bancos de capacitores y banco de reguladores de tensión inductivos. Los bancos de capacitores se utilizarán para la corrección de la potencia reactiva que producen los transformadores, mientras que los reguladores de tensión serán los encargados corregir los niveles de tensión sobre el tramo de línea que presenten caídas de tensión que superen las permitidas.

La posición en la cual se instalará físicamente el banco de regulación será determinada para la demanda futura a 10 años. Esto se debe a que se quiere que el

equipamiento instalado tenga vigencia con el pasar de los años, para poder amortizar de la mejor manera posible su costo de inversión.

4.1.1.2 Estado a 5 años:

Analizando el estado a 5 años, la línea presentará un valor de caída de tensión del 15,9% si no se implementan las opciones propuestas.

Se debe tener en cuenta que debido al aumento de la demanda se han instalado sobre la línea dos transformadores y que el estado de carga considerado es del 70%.

Los valores obtenidos de caída de tensión en la línea se pueden visualizar en el siguiente extracto de la planilla de cálculo:

Pichanas - Serrezuela		Longitud Parcial [m]	Corriente Demandada [A]	Resistencia [Ω /km]	Reactancia [Ω /km]	Δe %
ET	SET1	890	71,46	0,807	0,361	0,73%
ET	SET2	731	66,41	0,807	0,361	1,28%
ET	SET3	709	61,36	0,807	0,361	1,78%
ET	SET4	770	56,31	0,807	0,361	2,28%
ET	SET5	795	51,26	0,807	0,361	2,74%
.....						
NODO 7.1	SET34	2043	1,27	2,579	0,399	15,57%
NODO 7	SET35	630	5,08	2,579	0,399	15,32%
NODO 7	SET36	2986	3,81	2,579	0,399	15,68%
NODO 7	SET37	1257	2,54	2,579	0,399	15,77%
NODO 7	SET38	3279	1,27	2,579	0,399	15,90%

Tabla 22. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años

Los valores obtenidos de caída de tensión en MT son excesivos, por lo tanto, resulta necesario tomar medidas para solucionar los problemas existentes.

En los siguientes esquemas y tablas, se observa lo que sucede con la caída de tensión del lado de BT.

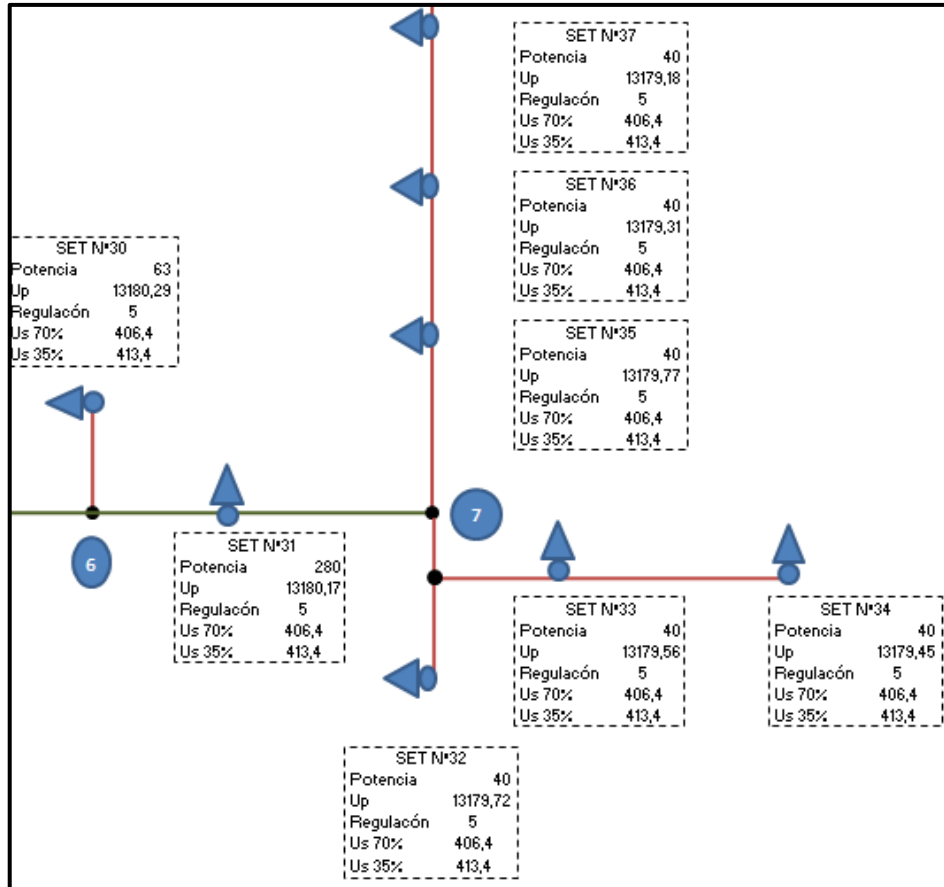


Figura 85. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado a 5 años

TABLA RESUMEN								
Denominación	SET N°30	SET N°31	SET N°32	SET N°33	SET N°34	SET N°35	SET N°36	SET N°37
Up (V)	11228,98	11216,73	11172,04	11155,56	11144,95	11177,42	11130,89	11117,83
Distancia (km)	38,90	38,32	40,94	41,95	43,99	40,39	43,37	44,63
Regulación (STEP)	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Us 60%	344,18	343,79	342,36	341,84	341,50	342,54	341,05	340,64
Us 30%	351,18	350,79	349,36	348,84	348,50	349,54	348,05	347,64
ΔUp % (MT)	-14,93%	-15,02%	-15,36%	-15,49%	-15,57%	-15,32%	-15,68%	-15,77%
ΔUs 70 % (BT)	-9,43%	-9,53%	-9,90%	-10,04%	-10,13%	-9,86%	-10,25%	-10,36%
ΔUs 35 % (BT)	-7,58%	-7,69%	-8,06%	-8,20%	-8,29%	-8,02%	-8,41%	-8,52%

Tabla 23. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela en el estado a 5 años

Como se puede ver en las últimas gráficas, que a pesar de que la regulación de los transformadores sea la máxima (+5%), los valores obtenidos superan ampliamente los límites exigidos. En la planilla se muestran y resaltan en color rojo los valores que no cumplen con lo establecido.

La propuesta de mejoras contempla la instalación dos bancos de capacitores trifásicos de 50 kVAr de potencia nominal cada uno, ubicados en los nodos N°6 y N°7 de la línea. Además se instalará un banco de reguladores inductivos de tensión. Para el dimensionamiento del mismo se utilizan los valores de potencia obtenidos en el estado de cálculo de 10 años, con el fin que el mismo siga siendo útil para esa instancia.

En el plano P-3 anexo, se puede observar la ubicación del banco de reguladores de tensión inductivos y del banco de capacitores.

El procedimiento es el siguiente:

- El banco de regulación estará compuesto por tres reguladores monofásicos y será ubicado en un punto intermedio de la línea (nodo N°1) en conexión estrella. La carga aguas abajo del regulador es de 1000 kVA, por lo tanto:

$$I = \frac{1000 \text{ [kVA]}}{\sqrt{3} * 13,2 \text{ kV}} = 43,7 \text{ [A]}$$

$$V_n = \frac{13200}{\sqrt{3}} = 7621 \text{ [V]}$$

De la tabla de reguladores estandarizados, se obtiene un banco de 3 reguladores monofásicos de las siguientes características:

- ✓ Potencia Nominal: 38,1 kVA
- ✓ Tensión Nominal: 7620 V
- ✓ Corriente Nominal: 50 A

En la práctica, es común utilizar reguladores inductivos de tensión con valores de corriente nominal de 100 A como mínimo, ya que económicamente se justifica la utilización de estos al otorgar mayor capacidad ante un precio similar. Es por ello que se utilizará un banco con las siguientes características:

- ✓ Potencia Nominal: 57,2 kVA
- ✓ Tensión Nominal: 7620 V
- ✓ Corriente Nominal: 100 A

Mediante el estudio de flujo estático realizado, fue posible encontrar el punto de funcionamiento del banco de regulación, el cual permitió obtener valores de caída de tensión acordes a lo permitido por la norma. Además, fue necesario utilizar la regulación manual de los transformadores de distribución instalados en la línea.

El punto de funcionamiento del banco de regulación que se calculó fue en el Tap 11, el cual representa una elevación porcentual de la tensión de entrada del 6,88%. Con ello se mejoró sustancialmente la caída de tensión sobre la línea. Esto se puede ver en el siguiente extracto de la planilla de cálculo:

Pichanas - Serrezuela		Longitud Parcial [m]	Corriente Demandada [A]	Resistencia Ω/km	Reactancia Ω/km	Δe %
ET	NODO 1	1371	31,52	0,807	0,361	6,21%
ET	NODO 2	7036	29,16	0,807	0,361	-1,08%
ET	NODO 3	1360	21,89	1,175	0,374	0,54%
ET	NODO 5	1555	10,17	1,175	0,374	3,71%
ET	NODO 6	1539	9,05	1,175	0,374	4,12%
ET	NODO 7	1440	7,88	1,175	0,374	4,52%
NODO 7	SET38	3279	1,27	2,579	0,399	5,20%

Tabla 24. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

En la tabla anterior, se puede observar que la caída de tensión en el nodo 1 es del 6,21% y que, luego de pasar por el banco de regulación, la caída de tensión en el nodo 2 es del -1,08, es decir, que se ha elevado la tensión.

A continuación se muestra un extracto del esquema que se utilizó para la regulación del banco de reguladores en conjunto con la regulación de los transformadores.

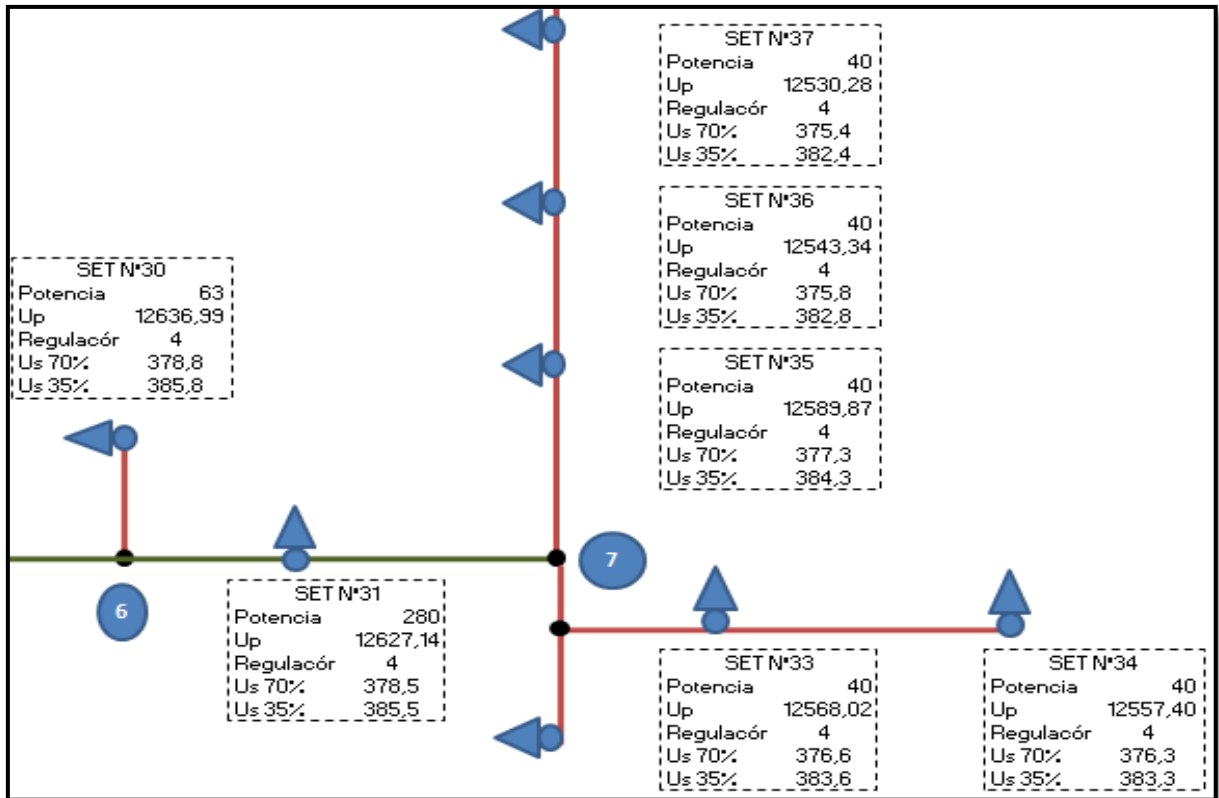


Figura 86. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

TABLA RESUMEN								
Denominación	SET N°30	SET N°31	SET N°32	SET N°33	SET N°34	SET N°35	SET N°36	SET N°37
Up (V)	12636,9 9	12627,1 4	12584,4 9	12568,0 2	12557,4 0	12589,8 7	12543,3 4	12530,2 8
Distancia (km)	38,90	38,32	40,94	41,95	43,99	40,39	43,37	44,63
Regulación (STEP)	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Us 70%	378,76	378,45	377,13	376,61	376,28	377,29	375,85	375,44
Us 35%	385,76	385,45	384,13	383,61	383,28	384,29	382,85	382,44
ΔUp % (MT)	-4,27%	-4,34%	-4,66%	-4,79%	-4,87%	-4,62%	-4,97%	-5,07%
ΔUs_{70} % (BT)	-0,33%	-0,41%	-0,76%	-0,89%	-0,98%	-0,71%	-1,09%	-1,20%
ΔUs_{35} % (BT)	1,52%	1,43%	1,09%	0,95%	0,86%	1,13%	0,75%	0,64%

Tabla 25. Tabla resumen de caídas de tensión en Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

En el esquema se puede observar la posición de los conmutadores de los transformadores, la tensión de entrada y la tensión de salida para los estados de carga de 70% (durante el día) y 35% (durante la noche). Se resalta el hecho que ninguna de las celdas estén pintadas en rojo, lo que significa que las caídas de tensión están dentro de los límites permisibles.

A continuación, se grafica el perfil de tensión en M.T. para la línea troncal, a fin de poder observar con más claridad lo antes explicado. Se puede observar que a cierta distancia, la gráfica naranja sube verticalmente a un valor de tensión superior. Este es el efecto que produce el banco de regulación.

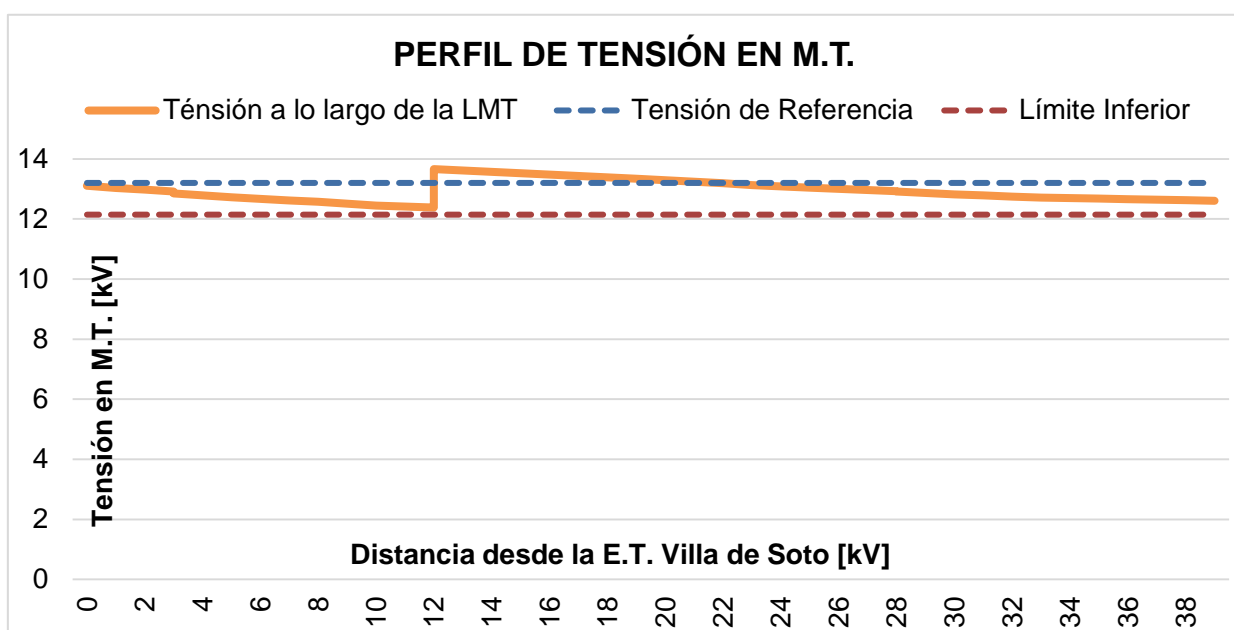


Figura 87. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

Para finalizar el análisis, se procederá a realizar una comparación de las mejoras propuestas, tomando dos situaciones para el análisis:

- 1) Utilización de banco de capacitores y banco de reguladores.
- 2) Utilización de banco de reguladores.

Mediante un procedimiento análogo al anterior, se obtienen los resultados de máxima corriente aparente, caída de tensión al final de línea y Tap de regulación del banco de reguladores. Esto se puede visualizar en la siguiente tabla:

Alternativa	Máxima corriente demandada	Caída de Tensión	Posición de Regulación (tap)	Cos ϕ inicial
Banco de Reguladores	71,46	5,38	12	0,83
Banco de Reguladores y Capacitores	68,58	5,40	11	0,87

Tabla 26. Comparación de parámetros eléctricos de la red a partir de la implementación de bancos de reguladores y capacitores

En los siguientes gráficos, se pueden observar las mejoras en cuanto a potencia reactiva y potencia aparente por la utilización de bancos de capacitores.

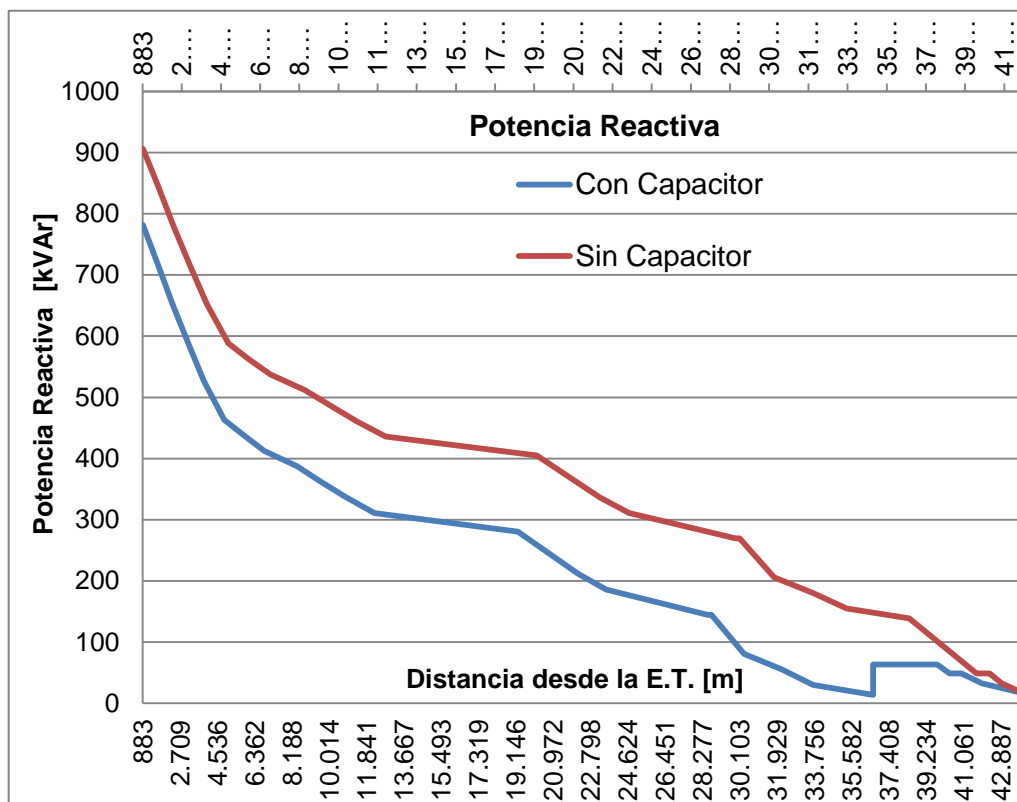


Figura 88. Comparación de la potencia reactiva con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela

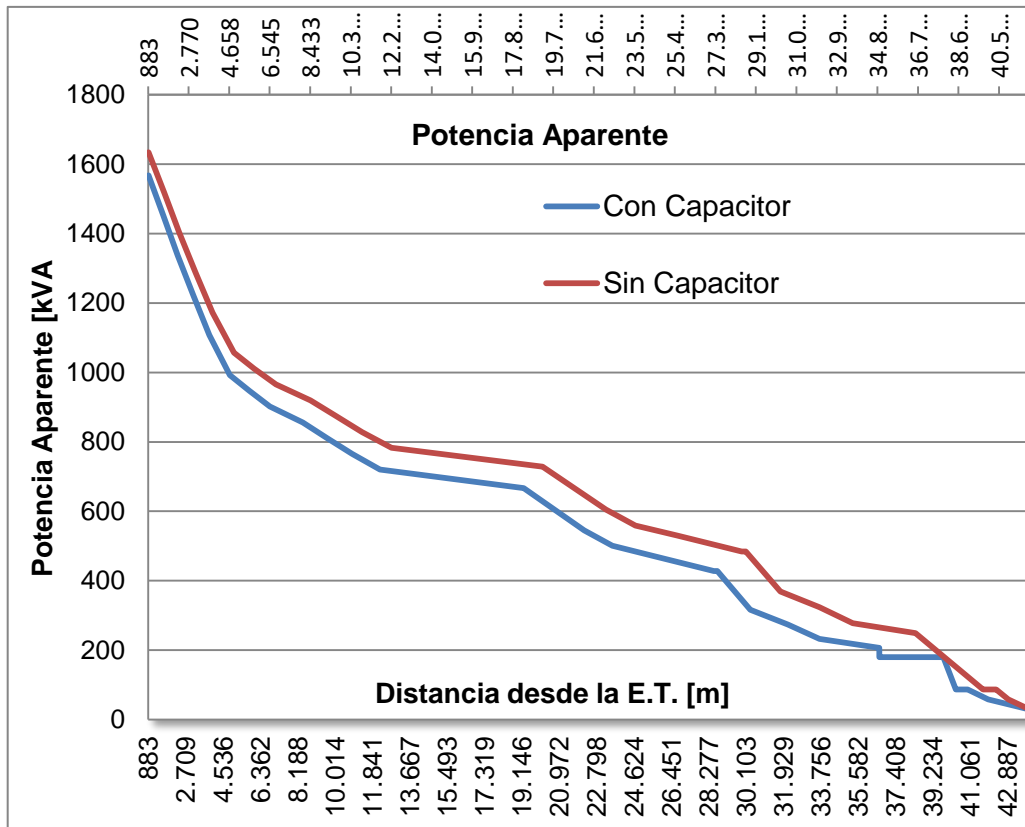


Figura 89. Comparación de la potencia aparente con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela

De lo anterior se concluye que la utilización de bancos de capacitores es una alternativa rápida y económica para disminuir la corriente aparente que circula por la línea (producto de una compensación de la potencia reactiva de los transformadores) con lo cual se puede obtener una reducción de la caída de tensión y disminuir las pérdidas en la línea. Además, se reduce la exigencia del banco de regulación.

4.1.1.3 Estado a 10 años:

Finalmente, para el estado de 10 años, se procede de forma análoga a la anterior, teniendo en cuenta que debido al aumento de la demanda se han instalado sobre la línea tres transformadores, y que el estado de carga considerado es del 80%.

En este caso, los bancos de capacitores y reguladores ya se encuentran instalados, por lo tanto, se debe obtener la nueva posición del Tap de regulación del banco de reguladores y la posición de regulación de los transformadores.

La posición del Tap de regulación obtenida fue la N° 14, con la cual se obtuvo una caída de tensión del 7,63% al final de línea. Se hace notar que, el regulador sigue teniendo una margen de dos Taps de regulación, con los cuales se podrán subsanar futuros aumentos

en la caída de tensión. En el caso de que los mismos resulten insuficientes, se podrá instalar un nuevo banco de regulación, teniendo así, una regulación en cascada.

En el siguiente extracto de la planilla de cálculo se pueden observar los valores obtenidos.

Pichanas - Serrezuela		Longitud Parcial [m]	Corriente Demandada [A]	Resistencia [Ω /km]	Reactancia [Ω /km]	Δe %
ET	NODO 1	1371	40,66	0,807	0,361	7,95%
ET	NODO 2	7036	37,96	0,807	0,361	-1,04%
ET	NODO 3	1360	29,60	1,175	0,374	1,11%
ET	NODO 5	1555	14,46	1,175	0,374	5,57%
ET	NODO 6	1539	11,74	1,175	0,374	6,15%
ET	NODO 7	1440	9,11	1,175	0,374	6,65%
NODO 7	SET38	3279	1,45	2,579	0,399	7,42%

Tabla 27. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

En la tabla anterior se observa que, la caída de tensión al final de línea es del 7,42% y por lo tanto, se consiguió que los parámetros estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente. Además se observa que si bien el nodo 1 alcanza una caída de tensión del 7,95%, sobre él no se encuentra instalado ningún transformador, sino que se encuentra instalado el banco de reguladores, el cual tomará esa tensión como valor de entrada y lo transformará a un valor adecuado. Por lo anterior, se justifica que la posición del banco de reguladores sea sobre el nodo 1.

A continuación, se grafica el perfil de tensión en M.T. para la línea troncal, a fin de poder observar con más claridad lo antes realizado.

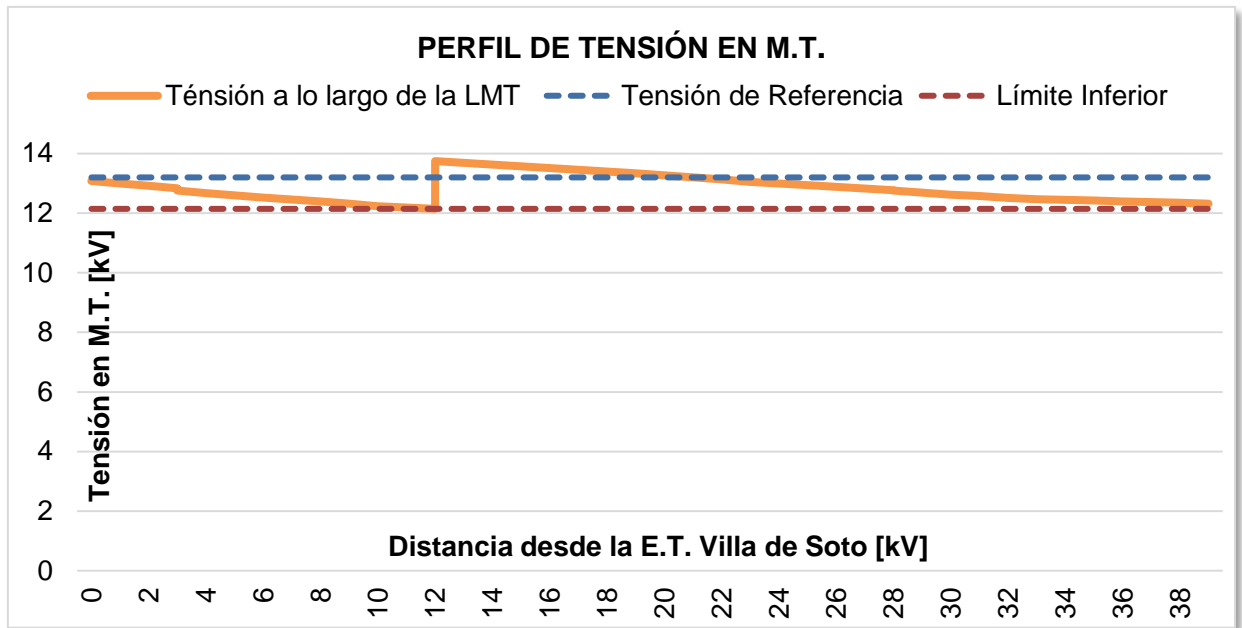


Figura 90. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

Por simple comparación de los perfiles de tensión de M.T. para los estados de 5 y 10 años, se puede observar que las caídas de tensión son más pronunciadas en el estado de 10 años y que la amplitud de la corrección es mayor también.

A continuación se muestra un extracto del esquema que se utilizó para la regulación del banco de regulación en conjunto con la regulación de los transformadores.

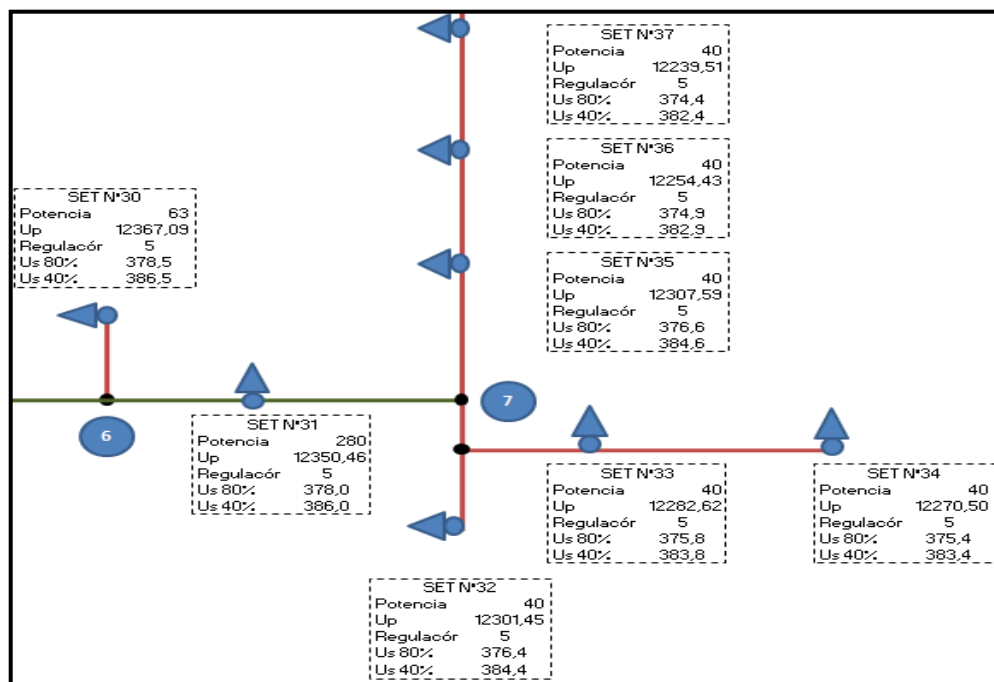


Figura 91. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

TABLA RESUMEN								
Denominación	SET Nº30	SET Nº31	SET Nº32	SET Nº33	SET Nº34	SET Nº35	SET Nº36	SET Nº37
Up (V)	12367,09	12350,46	12301,45	12282,62	12270,50	12307,59	12254,43	12239,51
Distancia (km)	38,90	38,32	40,94	41,95	43,99	40,39	43,37	44,63
Regulación (STEP)	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Us 80%	378,48	377,95	376,39	375,79	375,40	376,59	374,89	374,41
Us 40%	386,48	385,95	384,39	383,79	383,40	384,59	382,89	382,41
ΔU_p % (MT)	-6,31%	-6,44%	-6,81%	-6,95%	-7,04%	-6,76%	-7,16%	-7,28%
ΔU_{s100} % (BT)	-0,40%	-0,54%	-0,95%	-1,11%	-1,21%	-0,90%	-1,34%	-1,47%
ΔU_{s50} % (BT)	1,71%	1,57%	1,16%	1,00%	0,90%	1,21%	0,76%	0,64%

Tabla 28. Tabla resumen de caídas de tensión en Distribuidor Pichanas – Serrezuela para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

En él se puede observar la posición de regulación de los transformadores, la tensión de entrada y la tensión de salida para los estados de carga de 80% (durante el día) y 40% (durante la noche). Se resalta el hecho que ninguna de las celdas estén pintadas en rojo, lo que significa que las caídas de tensión están dentro de los límites permisibles.

Comparando el esquema anterior con el esquema de a 5 años, se puede observar las diferencias que presenta la configuración en la red, donde todas las SET's cambiaron de una posición de regulación 4 a una 5.

Concluido el cálculo de la caída de tensión, se realiza el cálculo de las corrientes de cortocircuito y la verificación de conductores, tanto por corriente admisible como por corriente de cortocircuito.

4.1.1.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito:

A continuación se exponen los resultados obtenidos del cálculo de corrientes de cortocircuito. El estudio comienza calculando los valores de reactancia de transformadores en la E.T. y, a partir de ellos, se obtienen las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito. (Los transformadores se encuentran en paralelo).

En la siguiente tabla se observan los resultados obtenidos:

Transformador 1			Transformador 2					
Tensión Primaria	66000	V	Tensión Primaria	66000	V			
Tensión Secundaria	13200	V	Tensión Secundaria	13200	V			
Potencia Aparente	2,5	MV A	Potencia Aparente	10	MV A			
Ucc	5,06%	%	Ucc	9,00%	%	Valores finales, en paralelo		
Xcc	3,53	Ω	Xcc	1,57	Ω	XT	1,09	Ω
Icc-max	2377,10	A	Icc-max	5345,84	A	Icc-max	7723	A
Icc-mín	2161,00	A	Icc-mín	4859,85	A	Icc-min	7021	A

Tabla 29. Cálculo de Icc máxima y mínima en la E.T.

A partir de los valores anteriores, se adicionan los valores de impedancia de línea por tramo y se van obteniendo los diferentes valores de corriente de cortocircuito a través de la línea. El aumento de impedancia a través de la línea trae aparejado una disminución gradual de la corriente de cortocircuito, como se puede apreciar en el siguiente extracto de la planilla de cálculo:

Pichanas – Serrezuela		Impedancia a 20 °C [Ω]	Impedancia a 200 °C [Ω]	Icc Máx [A]	Icc Mín [A]
ET	SET1	1,523	1,721	5505	4429
ET	SET2	1,979	2,459	4236	3099
ET	SET3	2,457	3,231	3412	2358
ET	SET4	2,996	4,095	2798	1861
ET	SET5	3,564	5,001	2352	1524
ET	SET6	4,287	6,148	1955	1240
ET	SET7	4,969	7,226	1687	1055
ET	SET8	5,718	8,407	1466	906

Tabla 30. Cálculo de Icc máxima y mínima para el Distribuidor Pichanas – Serrezuela

4.1.1.4.1 Verificación por corriente admisible:

Se verifica que la corriente admisible del conductor sea mayor que la corriente demandada en cada tramo de la línea. Los tramos más exigidos son los cercanos a la fuente, donde circula la suma de las corrientes de todas las cargas.

A continuación se expone un extracto de la planilla de cálculo para la verificación de conductores por corriente admisible.

Pichanas - Serrezuela		Sección [mm ²]	Corriente admisible [A]	Corriente Demandada [A]	Verificación por corriente admisible
ET	SET1	50	195	55,290	VERIFICA
ET	SET2	50	195	50,957	VERIFICA
ET	SET3	50	195	46,624	VERIFICA
ET	SET4	50	195	42,291	VERIFICA
ET	SET5	50	195	37,958	VERIFICA
ET	SET6	50	195	33,625	VERIFICA
ET	SET7	50	195	31,912	VERIFICA
ET	SET8	50	195	30,199	VERIFICA
ET	SET9	50	195	28,486	VERIFICA
ET	SET10	50	195	28,486	VERIFICA
ET	SET11	50	195	26,772	VERIFICA

Tabla 31. Verificación por corriente admisible del conductor en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela

4.1.1.4.2 Verificación por corriente de cortocircuito

Esta verificación consiste en calcular la sección mínima admisible por corriente de cortocircuito y compararla con la existente. El cálculo sigue el procedimiento descrito en la norma AEA 90865, se encuentra explicado en la memoria de cálculo por lo que solo limitará a la muestra de los resultados. Los tramos más exigidos son los cercanos a la fuente, donde circula la mayor corriente de cortocircuito (luego disminuye por el aumento de la impedancia de la línea).

A continuación se expone un extracto de la planilla de cálculo para la verificación de conductores por corriente de cortocircuito.

Pichanas – Serrezuela		Icc Máx [A]	Tiempo de desconexión [s]	R/X	K	M	N	ITH [A]	STHR [A/mm ²]	STH [A/mm ²]	Sección Mínima [mm ²]	Verificación por Cortocircuito
ET	SET1	5505	0,5	0,4	1,280	0,016	1,00	5548,3	83,6	118,3	47	VERIFICA
ET	SET2	4236	0,5	0,6	1,154	0,011	1,00	4258,2	83,6	118,3	36	VERIFICA
ET	SET3	3412	0,5	0,8	1,104	0,009	1,00	3426,8	83,6	118,3	29	VERIFICA
ET	SET4	2798	0,5	0,9	1,100	0,009	1,00	2810,2	83,6	118,3	24	VERIFICA
ET	SET5	2352	0,5	1,0	1,100	0,009	1,00	2362,1	83,6	118,3	20	VERIFICA
ET	SET6	1955	0,5	1,1	1,100	0,009	1,00	1964,0	83,6	118,3	17	VERIFICA
ET	SET7	1687	0,5	1,2	1,100	0,009	1,00	1694,3	83,6	118,3	14	VERIFICA
ET	SET8	1466	0,5	1,3	1,100	0,009	1,00	1472,5	83,6	118,3	12	VERIFICA
ET	SET9	1329	0,5	1,3	1,100	0,009	1,00	1334,7	83,6	118,3	11	VERIFICA
ET	SET10	1215	0,5	1,3	1,100	0,009	1,00	1220,0	83,6	118,3	10	VERIFICA
ET	SET11	1076	0,5	1,4	1,100	0,009	1,00	1081,1	83,6	118,3	9	VERIFICA
ET	SET12	966	0,5	1,4	1,100	0,009	1,00	969,7	83,6	118,3	8	VERIFICA

Tabla 32. Verificación por corriente de cortocircuito del conductor en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela

4.1.1.5 Sanciones

Las sanciones se calcularán en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad establecidos, de la siguiente manera:

$$SANCIÓN (\$) = (D_{pm} + D_{nm}) * \frac{S_{pm}}{D_{pm}}$$

La duración del período de medición (D_{pm}) será de 180 días y la duración del período hasta la próxima medición (D_{nm}) será de 180 días. La tabla utilizada para la valoración de la tensión fuera de los parámetros de calidad establecidos es la que contempla suministros en M.T. y B.T. ya que consideramos apropiada su utilización por ser el caso más desfavorable.

El costo de la sanción para el período de medición (S_{pm}) se encuentra en función de la variación de la tensión respecto al valor nominal, y se obtiene de la normativa vigente.

Veamos ahora el valor de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad de servicio según el tipo de escalón, para los diferentes estados de cálculo:

- Estado 5 años:

$$SANCIÓN (\$) = (180 + 180) * \frac{\$312.569,31}{180} = \$ 625.569,31$$

PLAN DE MULTAS					
Estado		5 Años			
MULTAS [\$/kWh]	Δe %	Potencia		Energía bajo penalización	
		Potencia [kVA]	Potencia [kWh]	6 h	Multa [\$]
0,025	$8 \leq \Delta e < 9$	0	0,00	0,00	\$ -
0,065	$9 \leq \Delta e < 11$	273	137,77	826,60	\$ 53,73
0,12	$11 \leq \Delta e < 13$	223	112,53	675,21	\$ 81,02
0,6	$13 \leq \Delta e < 15$	229	115,56	693,38	\$ 416,03
1,4	$15 \leq \Delta e < 18$	280	141,30	847,80	\$ 1.186,91
2	$18 \leq \Delta e$	0	0,00	0,00	\$ -
TOTALES x DIA					\$ 1.737,69
TOTALES x SEMESTRE (SPM)					\$ 312.784,65
SANCIÓN x PERIODO					\$ 625.569,31
SANCIÓN x 5 años					\$ 3.127.846,53

Tabla 33. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela a 5 años

Dichos valores responden a períodos anuales, ya que se consideran 6 meses de medición y 6 meses hasta la nueva medición. Por lo tanto el valor final a 5 años es \$3.127.846 considerando a moneda constante.

- Estado 10 años:

$$SANCIÓN (\$) = (180 + 180) * \frac{\$842.083,18}{180} = \$ 1.684.166,36$$

PLAN DE MULTAS					
Estado		10 Años			
MULTAS [\$/kWh]	Δe %	Potencia		Energía bajo penalización	
		Potencia [kVA]	Potencia [kW]	6 h	Multa [\$]
0,025	$8 \leq \Delta e < 9$	0	0,00	0,00	\$ -
0,065	$9 \leq \Delta e < 11$	75	37,85	227,09	\$ 14,76
0,12	$11 \leq \Delta e < 13$	170	85,79	514,73	\$ 61,77
0,6	$13 \leq \Delta e < 15$	166	83,77	502,62	\$ 301,57
1,4	$15 \leq \Delta e < 18$	263	132,72	796,32	\$ 1.114,85
2	$18 \leq \Delta e$	526	265,44	1592,64	\$ 3.185,29
TOTALES x DIA				\$ 4.678,24	
TOTALES x SEMESTRE (SPM)				\$ 842.083,18	
SANCIÓN x PERIODO				\$ 1.684.166,36	
SANCIÓN x 10 años				\$ 16.841.663,60	

Tabla 34. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Pichanas – Serrezuela a 10 años

El valor de la sanción anual a moneda constante es de \$ 1.684.166 pesos, y la sanción por 10 años es de aproximadamente \$ 16.841.663 pesos.

Para el cálculo anterior, se considera que no se han implementado ninguna de las mejoras propuestas. Se supone que el periodo horario, en el que el suministro de energía no se encuentra dentro de los límites tolerables, es de 6 horas por día.

En base a los resultados que se obtuvieron del análisis del distribuidor actual con las mejoras propuestas, se observa que no se suministra energía fuera de los parámetros de calidad, por lo tanto, no se producirán sanciones económicas sobre la prestadora de servicio.

Claramente, la magnitud de las sanciones económicas que se producen por incumplimiento de los parámetros de calidad de producto técnico, representan un valor significativo que debe ser tenido en cuenta por las cooperativas a la hora de planificar sus inversiones en equipamiento para las redes existentes y futuras.

4.1.1.6 Pérdidas de energía en la LMT

Como se mencionó anteriormente, las pérdidas por efecto Joule en la red dependen de la tensión, la resistencia y el factor de potencia; además de la potencia a la que se está abasteciendo.

Con las mejoras propuestas, es posible mejorar el valor del factor de potencia y disminuir la caída de tensión. Dado que ambos valores se encuentran en el denominador de la fórmula de pérdidas por efecto joule, un aumento en estos valores genera una disminución en las mismas.

A continuación se calculan las pérdidas por efecto joule (en valor medio) a lo largo de la red, a fin de comparar los valores en el caso de que se instalen las mejoras propuestas y en el caso de que no se realice inversión alguna.

PÉRDIDA DE ENERGÍA EN LA RED			
	Pp (W)	Pp (kW)	Ep (kWh)
Con reguladores y capacitores	59459,61	59,46	1427,03
Sin inversión	74509,31	74,51	1788,22
Diferencia	20,20%	15,05	361,19

Tabla 35. Pérdidas de energía en la red del Distribuidor Pichanas – Serrezuela a 10 años

A partir de los resultados obtenidos podemos observar que se reduce en un 20% las pérdidas en red.

La alternativa restante para la disminución de las pérdidas por efecto joule sería la de incrementar la tensión de red de 13,2 kV a 33 kV, lo que implicaría una inversión considerablemente mayor, con la necesidad de construir nuevas líneas de transporte de energía, instalar nuevos transformadores y, además, se debe disponer de la posibilidad de abastecimiento en 33 kV a la estación transformadora, cosa que no siempre se tiene.

4.1.2 Distribuidor Bañado – La Marmolera

En esta sección se procede al análisis de resultados obtenidos del estudio del distribuidor Bañado – La Marmolera.

4.1.2.1 Estado Actual:

Siguiendo el procedimiento descrito en la memoria de cálculo, se procede a analizar el estado en que se encuentra actualmente la LMT.

En el plano P-05 anexo, se puede observar la ubicación de las cargas, la extensión de la línea, cantidad de ramificaciones, etc.

Se parte de la información recopilada sobre la línea, donde se identifica la potencia de cada transformador. Luego se calculan las potencias reactivas de las cargas y de los transformadores, dependiendo del estado de carga de las mismas (60%); y, además, la potencia activa de la carga. A partir de éstos valores se pueden obtener tanto la potencia aparente como el $\cos \Phi$ de la LMT. Los resultados se observan en el siguiente extracto de la tabla:

Potencia Transf. (kVA)	Potencia Reactiva TRANSFORMADOR (kVAr)			BAJA TENSIÓN			MEDÍA TENSIÓN					
				Cos Φ de la CARGA	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAr)	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAr)			Potencia Aparente (kW)	
	Qo	Qc	Qt		Por Carga	Por Carga	Acumulada	Inductiva	Capacitiva	Acumulada	Por Carga	Acumulada
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	1246,30	54,76	0,00	793,39	99,07	1477,40
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	1163,74	54,76	0,00	738,63	99,07	1378,35
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	1081,18	54,76	0,00	683,88	99,07	1279,31
630	11,25	8,69	19,94	0,90	340,20	164,77	998,62	184,70	0,00	629,12	387,11	1180,27
160	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	658,42	54,76	0,00	444,42	99,07	794,37
63	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	575,86	21,85	0,00	389,66	39,17	695,30
0	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	543,35	0,00	0,00	367,81	0,00	656,13
16	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	16,51	5,62	0,00	11,23	9,99	19,97
16	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	8,26	5,62	0,00	5,62	9,99	9,99
40	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	526,84	13,96	0,00	356,58	24,92	636,16
40	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	506,20	13,96	0,00	342,62	24,92	611,25
0	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	485,56	0,00	0,00	328,66	0,00	586,33
63	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	45,41	21,85	0,00	30,65	39,17	54,78

Tabla 36. Planilla de cálculo de potencias para el Distribuidor Bañado – La Marmolera en el estado actual

A partir de los valores de potencia aparente, se obtiene la corriente respectiva (aparente), la cual utilizamos para el cálculo de la caída de tensión, previo cálculo de los parámetros característicos de la línea (resistencia y reactancia).

Los valores de caída de tensión obtenidos son los siguientes:

Bañado de Soto – La Marmolera		Diferencia (m)	Corriente Demandada (A)	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 80°C Ω/km	Reactancia Ω/km	Δe % Acumulado	Tensión (V)
ET	ET	0							13200,00
ET	SET1	796	64,620	0,844	0,537	0,823	0,355	0,597 %	13121,15
ET	SET2	787	60,287	0,844	0,536	0,823	0,355	1,148 %	13048,40
ET	SET3	928	55,955	0,845	0,535	0,823	0,355	1,752 %	12968,76
ET	SET4	862	51,623	0,846	0,533	0,823	0,355	2,269 %	12900,49
ET	SET5	235	34,745	0,829	0,559	0,823	0,355	2,562 %	12861,79
.....									
NODO 9	SET35	744	2,893	0,828	0,562	2,595	0,391	10,014 %	11878,11
NODO 9	SET36	2070	2,210	0,827	0,561	2,595	0,391	10,259 %	11845,79
NODO 9	NODO 9.1	1675	1,120	0,826	0,563	2,595	0,391	10,317 %	11838,11
NODO 9.1	SET37	1231	0,683	0,827	0,563	2,595	0,391	10,362 %	11832,22
NODO 9.1	SET38	1519	0,437	0,827	0,563	2,595	0,391	10,364 %	11832,02

Tabla 37. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado actual

Como se puede observar en la tabla anterior, al final de la línea, la tensión alcanza un valor de 11832 V, con una caída de tensión porcentual de 10,36 %, el cual sobrepasa el límite del 8% exigido por la norma.

A continuación se puede observar gráficamente el perfil de tensión en M.T., el cual nos servirá para advertir a partir de que distancia la tensión toma valores por debajo de la admitida y de que magnitud es este valor. A partir de estos resultados se analizan las distintas soluciones como la utilización de reguladores inductivos de tensión y bancos de capacitores.

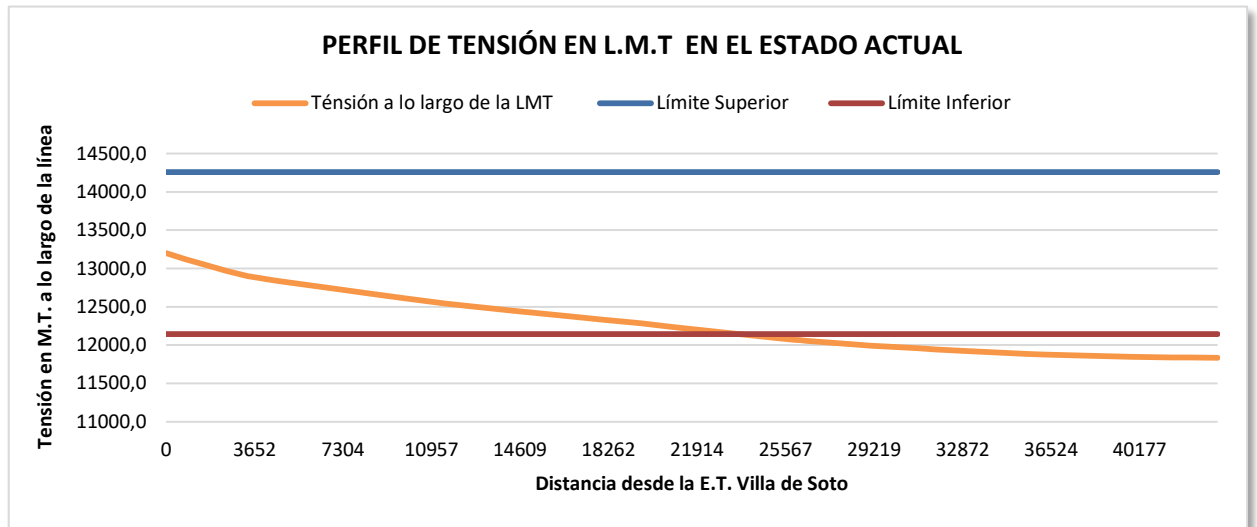


Figura 92. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera en el estado actual

En la gráfica anterior se puede observar que aproximadamente en el kilómetro 23,5 km, la caída de tensión supera el valor límite inferior establecido.

Para una mejor visualización de los resultados, se realiza un esquema de la LMT con sus respectivas subestaciones, donde se puede observar los siguientes parámetros:

- La potencia de cada SET.
- El nivel de tensión en el primario del transformador.
- El nivel de regulación (Taps) en el que se encuentra el transformador
- El nivel de tensión en el secundario del mismo según el estado de carga del transformador al X% y X/2% (para el estado actual corresponden 60 y 30 %, para el día y la noche respectivamente)

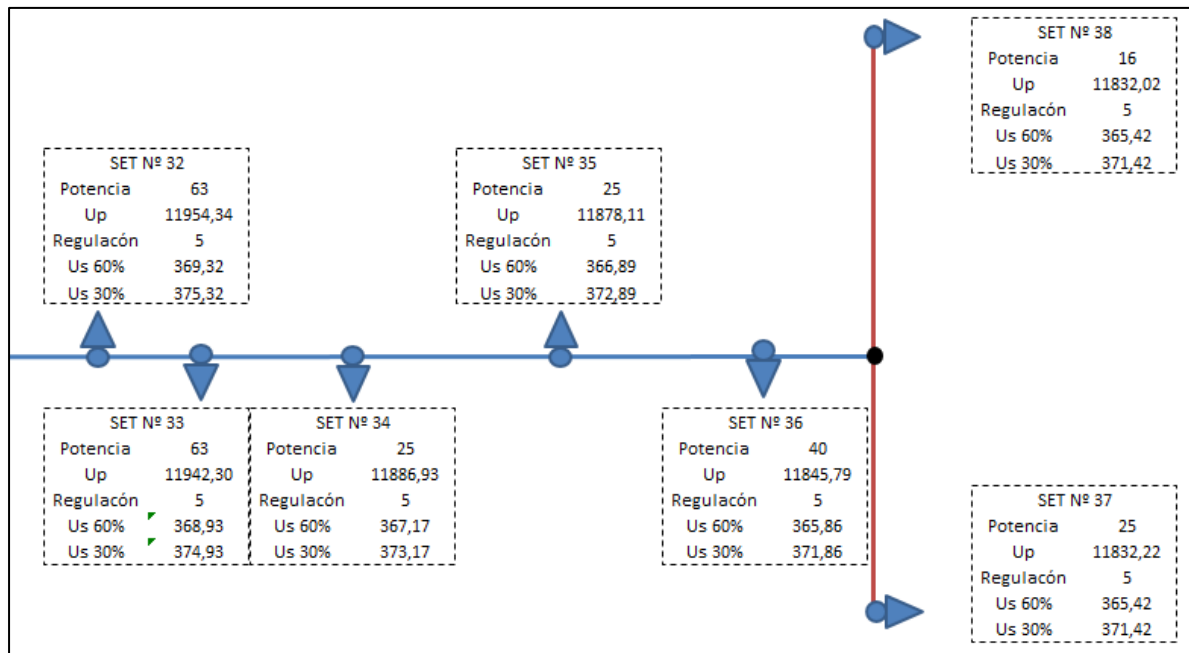


Figura 93. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado actual

TABLA RESUMEN							
SETS	SET N° 32	SET N° 33	SET N° 34	SET N° 35	SET N° 36	SET N° 37	SET N° 38
Distancia ET-SET (m)	31205	31760	35539	36283	39851	43629	44928
Potencia (kVA)	63	63	25	25	40	25	16
Tensión (V)	11954,34	11942,30	11886,93	11878,11	11845,79	11832,22	11832,02
Regulación	5	5	5	5	5	5	5
Us 60%	369,32	368,93	367,17	366,89	365,86	365,42	365,42
Us 30%	375,32	374,93	373,17	372,89	371,86	371,42	371,42
Δ tensión % (MT)	9,44%	9,53%	9,95%	10,01%	10,26%	10,36%	10,36%
Δ tensión % (BT) 60%	2,81%	2,91%	3,38%	3,45%	3,72%	3,84%	3,84%
Δ tensión % (BT) 30%	1,23%	1,33%	1,80%	1,87%	2,14%	2,26%	2,26%

Tabla 38. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado actual

En las figuras anteriores, podemos observar los resultados en el extremo de la LMT, donde se visualizan los mismos resultados para MT anteriormente vistos, pero se pueden observar los valores de tensión correspondientes en bornes del secundario de los transformadores para los que se estipuló una caída tolerable del 3% como máximo. Para este caso podemos concluir que para un estado de carga del 60% a partir del km 35, aguas debajo de la SET n° 34, los valores obtenidos se encuentran fuera del margen establecido, y los podemos diferenciar claramente porque están resaltados en color rojo. En cambio para un estado de carga del 30%, como el que se podría presentar durante la noche, los resultados

se encuentran dentro de los márgenes establecidos, por lo que solamente se tienen problemas durante el horario diurno.

Dado que el análisis se realiza con una visión a futuro de 10 años y a que por problemas estrictamente políticos la normativa se ha frenado en la etapa de prueba, a pesar de que se tiene una gran expectativa que se reactive el curso de dicha normativa por lo que se propone ejecutar los cambios para la necesidad futura a 5 años, resultando evidente que los valores de caída de tensión van a empeorar con el pasar de los años, producto de un aumento de la demanda de potencia y por la instalación de transformadores para suministro nuevos usuarios. Es por ello que se propone un plan de inversión, en donde se prevé la instalación de bancos de capacitores y reguladores inductivos de tensión.

Debido a esto se propone que, en el lapso de 5 años, se instalen bancos de capacitores y bancos de reguladores de tensión inductivos. Los bancos de capacitores se utilizarán para la corrección de la potencia reactiva correspondiente a los transformadores, mientras que los reguladores de tensión serán los encargados corregir los niveles de tensión sobre el tramo de línea que presenten caídas excesivas.

4.1.2.2 Estado a 5 años:

Analizando el estado a 5 años, mediante el mismo procedimiento realizado para el estado actual, la línea presentará un valor de caída de tensión del 15,8% si no se implementan las opciones propuestas.

Se debe tener en cuenta que debido al aumento de la demanda, se han instalado sobre la línea transformadores y que el estado de carga considerado es del 70%.

Los valores obtenidos se observan en el siguiente extracto de la planilla de cálculo:

Bañado de Soto - Marmolera		Diferencia (m)	Corriente Demandada (A)	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 80°C Ω/km	Reactancia Ω/km	Δe % Acumulado	Tensión (V)
ET	SET1	796	90,641	0,842	0,539	0,823	0,355	0,84	13089,44
ET	SET2	787	85,591	0,843	0,538	0,823	0,355	1,62	12986,21
ET	SET3	928	80,541	0,843	0,538	0,823	0,355	2,49	12871,64
ET	SET4	862	75,491	0,844	0,537	0,823	0,355	3,24	12771,88
ET	SET5	495	55,806	0,830	0,557	0,823	0,355	3,56	12729,71
ET	SET6	235	50,756	0,830	0,558	0,823	0,355	3,70	12711,50
ET	SET7	502	45,705	0,830	0,558	0,823	0,355	3,97	12676,48
ET	SET8	2714	43,709	0,830	0,558	0,823	0,355	5,34	12495,44
.....									
NODO 10	SET48	1498	4,605	0,829	0,559	2,595	0,391	15,26	11185,44
NODO 10	SET49	2070	4,097	0,829	0,559	2,595	0,391	15,53	11150,62
NODO 10	NODO 10.1	1675	2,827	0,829	0,5595	2,595	0,391	15,67	11131,19
NODO 10.1	SET50	872	1,303	0,829	0,5601	2,595	0,391	15,71	11126,52
NODO 10.1	SET51	2103	0,795	0,829	0,5608	2,595	0,391	15,76	11119,67
NODO 10.1	SET52	631	1,524	0,829	0,559	2,595	0,391	15,70	11127,24
NODO 10.1	SET53	1252	1,016	0,829	0,559	2,595	0,391	15,74	11122,01
NODO 10.1	SET54	3402	0,508	0,829	0,559	2,595	0,391	15,80	11114,92

Tabla 39. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años

En lo que respecta a los niveles de BT, los mismos se pueden ver en los siguientes extractos de las planillas:

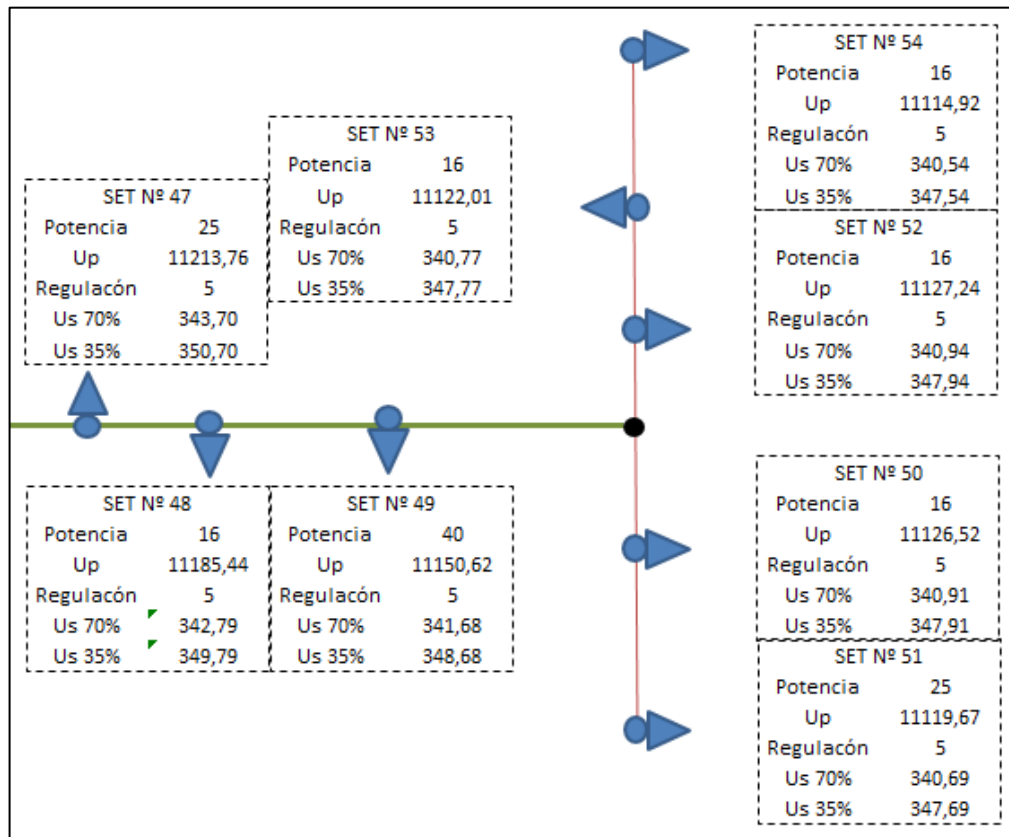


Figura 94. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años

TABLA RESUMEN								
SETS	SET N° 47	SET N° 48	SET N° 49	SET N° 50	SET N° 51	SET N° 52	SET N° 53	SET N° 54
Distancia ET-SET (m)	36283	37781	39851	42398	43629	42157	43409	44928
Potencia (kVA)	25	16	40	16	25	16	16	16
Tensión (V)	11213,76	11185,44	11150,62	11126,52	11119,67	11127,24	11122,01	11114,92
Regulación	5	5	5	5	5	5	5	5
Us 70%	343,70	342,79	341,68	340,91	340,69	340,94	340,77	340,54
Us 35%	350,70	349,79	348,68	347,91	347,69	347,94	347,77	347,54
Δ tensión % (MT)	15,05%	15,26%	15,53%	15,71%	15,76%	15,70%	15,74%	15,80%
Δ tensión % (BT) 70%	9,55%	9,79%	10,08%	10,29%	10,34%	10,28%	10,32%	10,38%
Δ tensión % (BT) 35%	7,71%	7,95%	8,24%	8,44%	8,50%	8,44%	8,48%	8,54%

Tabla 40. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años

Como se puede ver en las últimas gráficas, que a pesar de que la regulación de los transformadores sea la máxima (+5%), los valores obtenidos superan ampliamente los límites exigidos. En la planilla se muestran y resaltan en color rojo los valores que no cumplen con lo establecido.

A partir de los resultados obtenidos a 5 años sin inversión alguna, a fin de mejorar los mismos, se propone instalar un banco de reguladores inductivos de tensión y un banco de capacitores.

En primera instancia la propuesta de mejoras contempla la instalación de 1 (un) banco de reguladores inductivos de tensión, ubicado en el nodo N°1 de la línea. En segunda instancia se propone agregar 1 (un) banco de capacitores trifásicos de 75 kVAR de potencia nominal, el cual se instalará en el nodo N°10.

Para el dimensionamiento del regulador se utilizan los valores correspondientes al punto de ubicación, dado que dicho regulador servirá de utilidad para el estado a 10 años. Gracias a la planificación nos permite saber que para dicha instancia se necesitará de (2) dos bancos de reguladores. Al prever su ubicación nos garantizamos, que para el estado siguiente, mantenga los requerimientos exigidos para su funcionalidad.

El procedimiento para el dimensionamiento es el siguiente:

- El banco de regulación estará compuesto por tres reguladores monofásicos y será ubicado en un punto intermedio de la línea (nodo N°1) en conexión estrella. La carga aguas abajo del regulador suma una potencia de aproximadamente 1000 kVA, por lo tanto:

$$I = \frac{1000 [kVA]}{\sqrt{3} * 13,2 kV} = 43,7 [A]$$

$$V_n = \frac{13200}{\sqrt{3}} = 7621 [V]$$

A partir del resultado obtenido, se puede visualizar que un regulador de 50 A cumpliría con los requerimientos exigidos. Sin embargo, en la práctica, es común utilizar reguladores inductivos de tensión con valores de corriente nominal de 100 A como mínimo, ya que económicamente se justifica la utilización de estos al otorgar mayor capacidad ante un precio similar. Es por ello que se utilizará un banco con las siguientes características:

- ✓ Potencia Nominal: 57,2 kVA
- ✓ Tensión Nominal: 7620 V
- ✓ Corriente Nominal: 100 A

En el plano P-06 anexo, se puede observar la ubicación tanto del banco de regulación como el de capacitores proyectados.

Mediante el estudio de flujo estático realizado, fue posible encontrar el punto de funcionamiento del banco de regulación, el cual permitió obtener valores de caída de tensión acordes con la norma. Además, fue necesaria la regulación manual de los transformadores de distribución instalados en la línea, para obtener los valores deseados en BT.

A fin de simplificar los cálculos directamente se mostrarán los resultados con la aplicación tanto del regulador de tensión como el del banco de capacitores. Luego se realizará una comparación de resultados con y sin la instalación del banco de capacitores.

El punto de funcionamiento del banco de regulación que se calculó fue en el Tap 14, el cual representa una elevación porcentual de la tensión de entrada del 8,33%. Con ello se mejoró sustancialmente la caída de tensión sobre la línea, llegando al final de la misma con un Δe acumulado de 7,056%. Esto se puede ver en la siguiente tabla:

Bañado de Soto - Marmolera		Diferencia	Corriente Efectiva	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 80°C	Reactancia Ω/km	Δe % Acumulado	Tensión (V)
ET	SET1	796	88,915	0,859	0,513	0,823	0,355	0,825	13091,04
ET	SET2	787	83,870	0,860	0,510	0,823	0,355	1,595	12989,40
ET	SET3	928	78,826	0,862	0,508	0,823	0,355	2,449	12876,70
ET	SET4	862	73,783	0,863	0,505	0,823	0,355	3,192	12778,68
ET	SET5	495	54,047	0,857	0,515	0,823	0,355	3,504	12737,50
ET	SET6	235	49,002	0,860	0,511	0,823	0,355	3,638	12719,77
ET	SET7	502	43,958	0,863	0,506	0,823	0,355	3,896	12685,77
ET	SET8	2714	41,966	0,864	0,504	0,823	0,355	5,226	12510,20
ET	NODO 1	753	41,172	0,865	0,502	0,823	0,355	5,588	12462,40
NODO 1	SET9	2218	1,811	0,829	0,560	2,595	0,391	-2,548	13536,37
NODO 1	SET10	2129	1,016	0,829	0,559	2,595	0,391	-2,481	13527,49
NODO 1	SET11	3021	0,508	0,829	0,559	2,595	0,391	-2,433	13521,19
ET	SET12	1753	39,366	0,866	0,500	0,823	0,355	-1,867	13446,43
.....									
NODO 10	SET49	2070	4,097	0,829	0,559	2,595	0,391	6,785	12304,38
NODO 10	NODO 10.1	1675	2,827	0,829	0,560	2,595	0,391	6,932	12284,94
NODO 10.1	SET50	872	1,303	0,828	0,560	2,595	0,391	6,968	12280,28
NODO 10.1	SET51	2103	0,795	0,828	0,561	2,595	0,391	7,020	12273,42
NODO 10.1	SET52	631	1,524	0,829	0,559	2,595	0,391	6,962	12280,99
NODO 10.1	SET53	1252	1,016	0,829	0,559	2,595	0,391	7,002	12275,77
NODO 10.1	SET54	3402	0,508	0,829	0,559	2,595	0,391	7,056	12268,67

Tabla 41. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

En la tabla anterior, se puede observar que la caída de tensión en el nodo 1 es del 5,588% y que, luego de pasar por el banco de regulación, la caída de tensión medida en las subestaciones siguientes pasa a tener valores negativos, esto se debe a una sobre tensión, pero cuyos valores se encuentran dentro de los parámetros tolerados. Luego este valor empieza a crecer nuevamente hasta el final de la línea donde toma valores cercanos al límite máximo de caída de tensión en MT.

A continuación se muestra un extracto del esquema que se utilizó para la regulación del banco de reguladores en conjunto con la regulación de los transformadores.

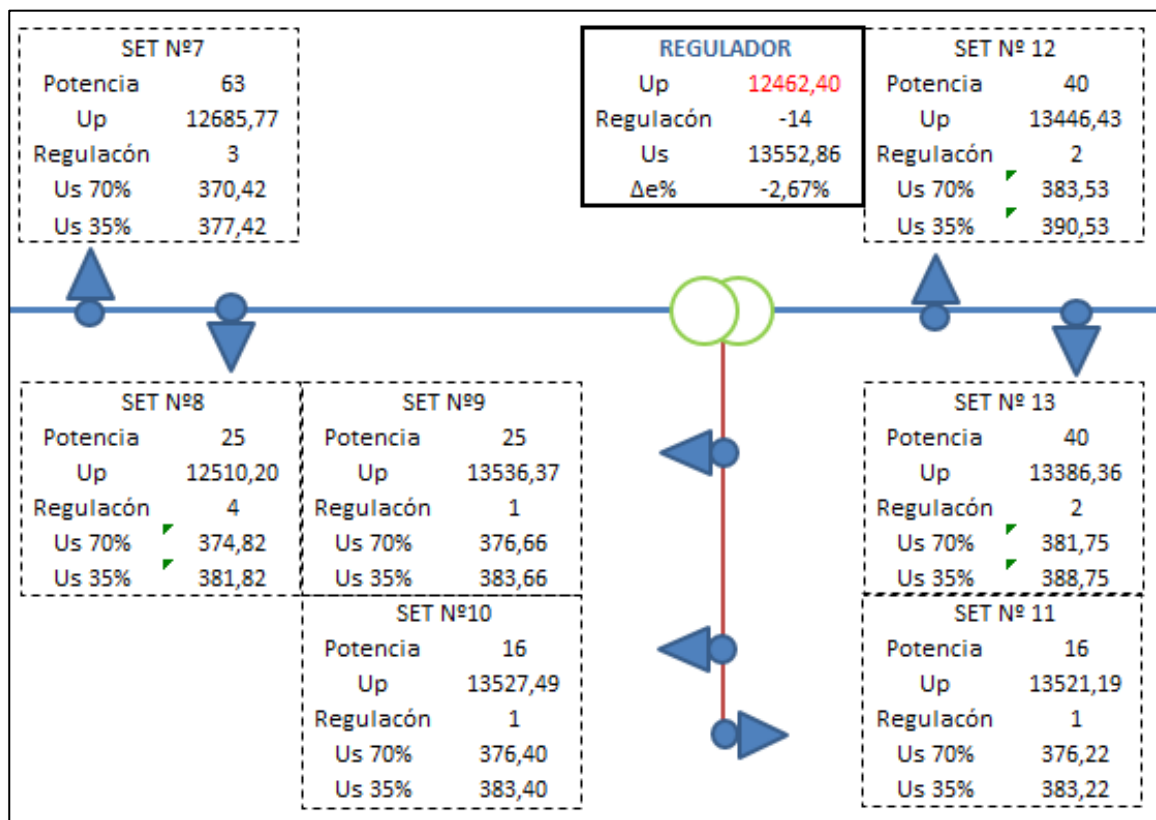


Figura 95. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Salto de tensión en el regulador

En la figura anterior se puede evidenciar la ventaja que nos da la instalación del regulador en un nodo, ya que tanto el ramal como la línea troncal están conectados a la salida del regulador, lo que permite mejorar notablemente el nivel de tensión en éstos.

Los niveles de tensión al final de la línea son los siguientes:

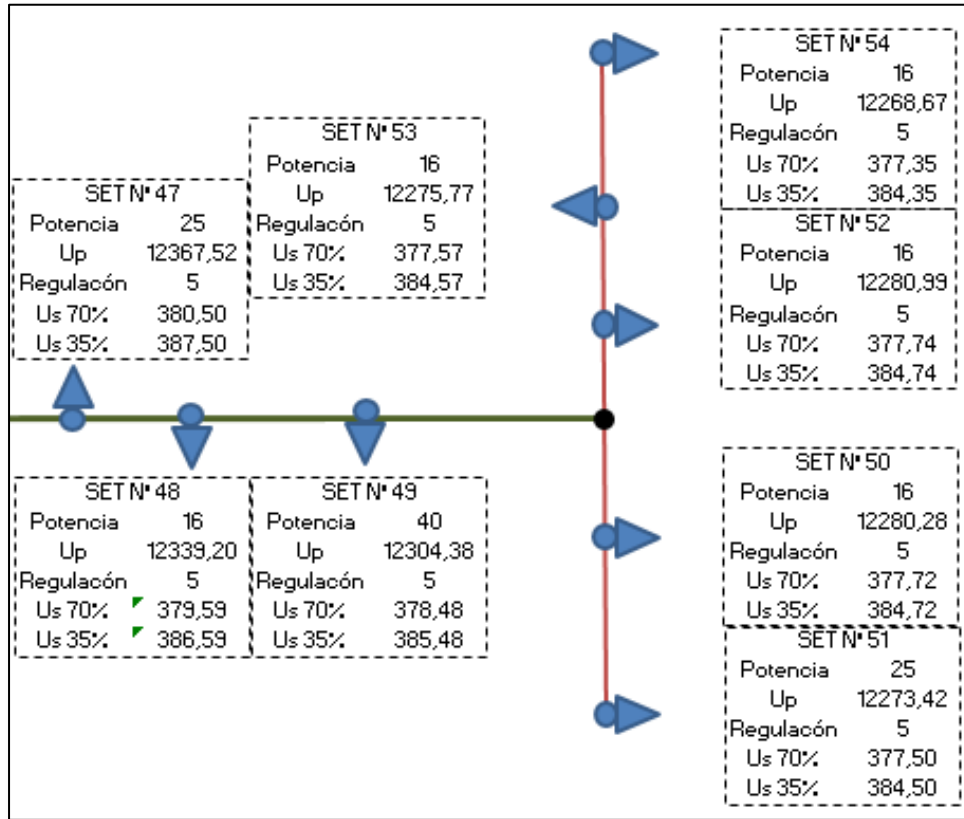


Figura 96. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

TABLA RESUMEN								
SETS	SET N° 47	SET N° 48	SET N° 49	SET N° 50	SET N° 51	SET N° 52	SET N° 53	SET N° 54
Distancia ET-SET (m)	36283	37781	39851	42398	43629	42157	43409	44928
Potencia (kVA)	25	16	40	16	25	16	16	16
Tensión (V)	12314,2 7	12285,1 1	12249,2 7	12224,4 6	12217,4 0	12225,1 9	12219,8 1	12212,5 1
Regulación	5	5	5	5	5	5	5	5
Us 70%	378,80	377,87	376,73	375,93	375,71	375,96	375,79	375,55
Us 35%	385,80	384,87	383,73	382,93	382,71	382,96	382,79	382,55
Δ tensión % (MT)	6,71%	6,93%	7,20%	7,39%	7,44%	7,38%	7,43%	7,48%
Δ tensión % (BT) 70%	0,32%	0,56%	0,86%	1,07%	1,13%	1,06%	1,11%	1,17%
Δ tensión % (BT) 35%	-1,53%	-1,28%	-0,98%	-0,77%	-0,71%	-0,78%	-0,73%	-0,67%

Tabla 42. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

Se puede observar que tanto los valores de MT y BT para el final de la línea están dentro de los límites permitidos. En la planilla resumen se puede advertir como la tensión en bornes del secundario del transformador para el estado de carga del 35% sufre una sobre tensión con respecto al estado de 70%, esto se debe claramente al cese de la demanda durante el horario nocturno.

A continuación, se grafica el perfil de tensión en M.T. para la línea troncal, a fin de poder observar con más claridad lo anteriormente analizado.

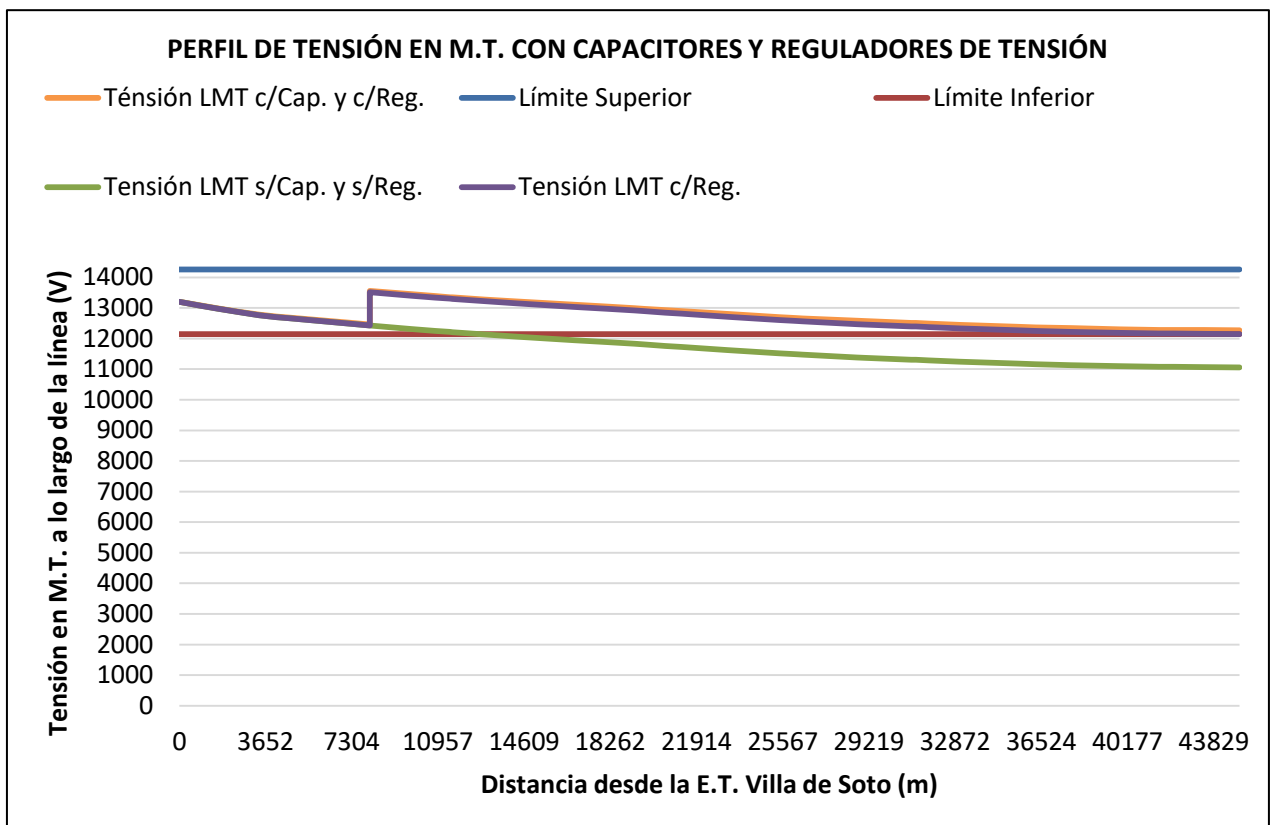


Figura 97. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 5 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores

La gráfica representa la caída de tensión sobre la línea troncal para las diferentes opciones que se pueden presentar, donde se observa que la aplicación de reguladores y capacitores es la opción que brinda la mejor solución. En dicha gráfica también se puede observar que a cierta distancia, la curva tanto naranja como violeta suben verticalmente a un valor de tensión superior. Este es el salto de tensión que produce el banco de regulación inductivo.

A continuación se planteará la diferencia entre el uso o no del banco de capacitor, donde se puede observar su influencia sobre los parámetros de la LMT.

	Regulación del Regulador	Corriente Demandada	Δe % Acumulado	Cos Φ Inicial
Con banco de capacitores	-14	88,915	7,056	0,859
Sin banco de capacitores	-14	90,641	7,546	0,842

Tabla 43. Comparación de parámetros eléctricos de la red a partir de la implementación de bancos de capacitores

Se puede observar como mejora el coseno Φ al instalar el banco de capacitores sobre la línea, cuya potencia es equivalente a la potencia reactiva que consumen los transformadores. Esto nos permite disminuir la potencia reactiva de la LMT, disminuyendo directamente la potencia aparente demandada. Esto produce la disminución de la corriente aparente y la consecuente disminución en la caída de tensión a lo largo de la línea.

En los siguientes gráficos se mostrarán como varía tanto la potencia reactiva y la aparente de la línea al instalar los capacitores:

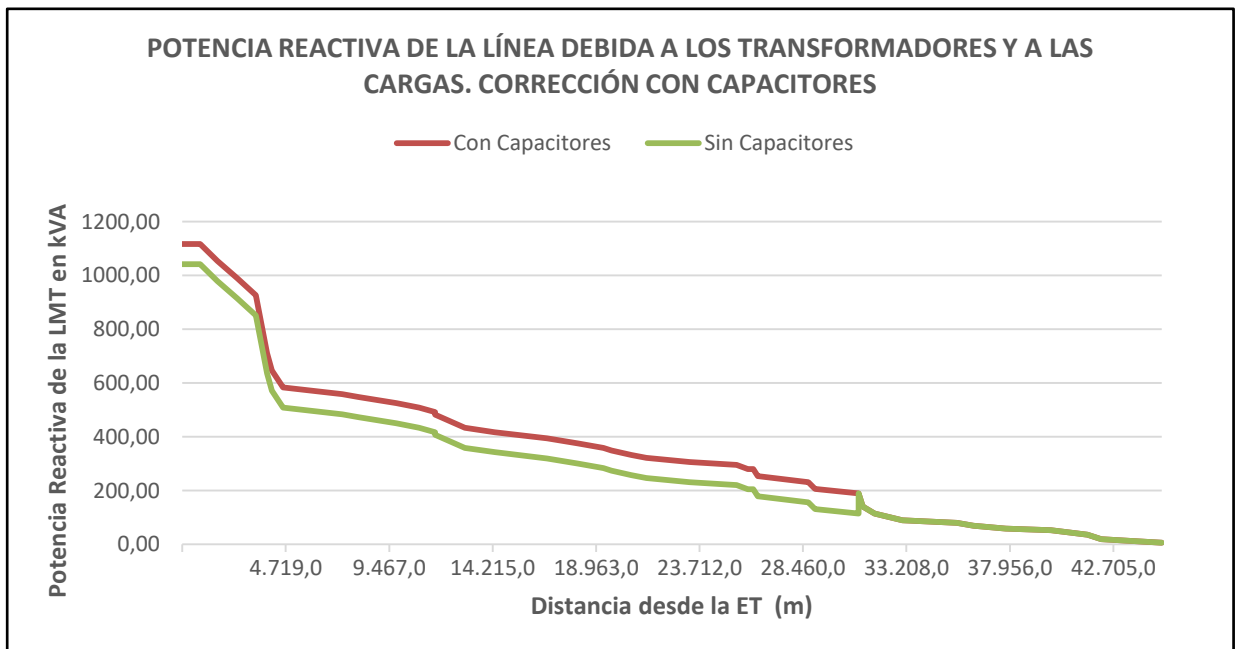


Figura 98. Comparación de la potencia reactiva con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Bañado – La Marmolera

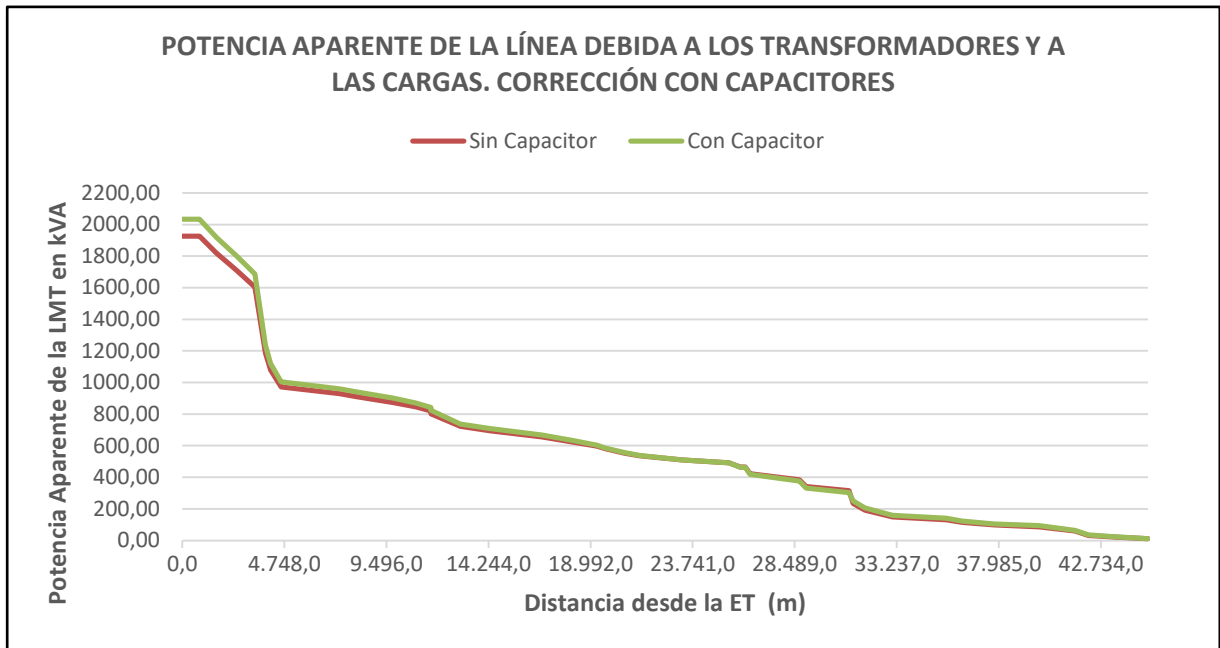


Figura 99. Comparación de la potencia aparente con y sin capacitores instalados en el Distribuidor Bañado – La Marmolera

4.1.2.3 Estado a 10 años

Finalmente, para el estado de 10 años, se procede de forma análoga a la anterior, teniendo en cuenta que debido al aumento de la demanda, se ha incrementado el estado de carga de los transformadores al 80%.

Para este estado se presentan 2 posibles soluciones:

- La primera de ellas consiste en emplear las tecnologías ya adquiridas para el estado de 5 años, a las cuales se le debe agregar un banco de capacitores de 50 kVAr, equivalente a la potencia reactiva de los transformadores, correspondiente al nuevo estado de carga.
- La segunda opción consiste en agregar a la tecnología ya adquirida un nuevo banco de reguladores, mediante una conexión en cascada, y un banco de capacitores. Para llevar a cabo esta opción se debe reubicar el banco de reguladores de la primera etapa, para poder cumplir con las expectativas deseadas.

Para llevar a cabo la primera de las opciones, se mantuvo la ubicación de las tecnologías instaladas para la etapa de 5 años. La ubicación del nuevo banco de capacitores se determinó en el km 39,8 verificando que no produzca una sobrecompensación capacitiva, y nos permita disminuir la potencia reactiva en el mayor tramo de la línea.

A continuación se muestran los resultados arrojados para la primera opción:

Bañado de Soto - Marmolera		Diferencia (m)	Corriente (A)	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 80°C	Reactancia Ω/km	Δe % Acumulado	Tensión (V)
ET	REG.	0							13200,00
REG.	REG.	0						-	13200,00
ET	SET1	796	100,702	0,866	0,499	0,823	0,355	0,937	13076,37
ET	SET2	787	94,942	0,868	0,496	0,823	0,355	1,810	12961,07
ET	SET3	928	89,185	0,870	0,493	0,823	0,355	2,778	12833,30
ET	SET4	862	83,428	0,873	0,488	0,823	0,355	3,619	12722,23
ET	SET5	495	60,853	0,870	0,492	0,823	0,355	3,972	12675,73
ET	SET6	235	55,097	0,874	0,486	0,823	0,355	4,123	12655,72
ET	SET7	502	49,345	0,878	0,478	0,823	0,355	4,413	12617,42
ET	SET8	2714	47,075	0,880	0,475	0,823	0,355	5,911	12419,79
ET	NODO 1	753	46,172	0,881	0,473	0,823	0,355	6,318	12366,00
NODO 1	SET9	2218	2,067	0,830	0,558	2,595	0,391	-2,907	13583,77
NODO 1	SET10	2129	1,159	0,831	0,557	2,595	0,391	-2,830	13573,62
NODO 1	SET11	3021	0,580	0,831	0,557	2,595	0,391	-2,776	13566,42
ET	SET12	1753	44,116	0,883	0,469	0,823	0,355	-2,143	13482,91
.....									
NODO 10	NODO 10.1	1675	3,226	0,830	0,558	2,595	0,391	7,635	12192,15
NODO 10.1	SET50	872	1,487	0,830	0,558	2,595	0,391	7,676	12186,82
NODO 10.1	SET51	2103	0,908	0,829	0,559	2,595	0,391	7,735	12178,99
NODO 10.1	SET52	631	1,739	0,831	0,557	2,595	0,391	7,669	12187,64
NODO 10.1	SET53	1252	1,159	0,831	0,557	2,595	0,391	7,715	12181,67
NODO 10.1	SET54	3402	0,580	0,831	0,557	2,595	0,391	7,776	12173,57

Tabla 44. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1

La regulación del regulador de tensión inductivo utilizado para esta configuración fue el tap N° 16, por lo que se encontraría trabajando en el tap más elevado, con una regulación del 9,52%.

A continuación se muestra un extracto del esquema que se utilizó para la regulación del banco de reguladores en conjunto con la regulación de los transformadores de distribución.

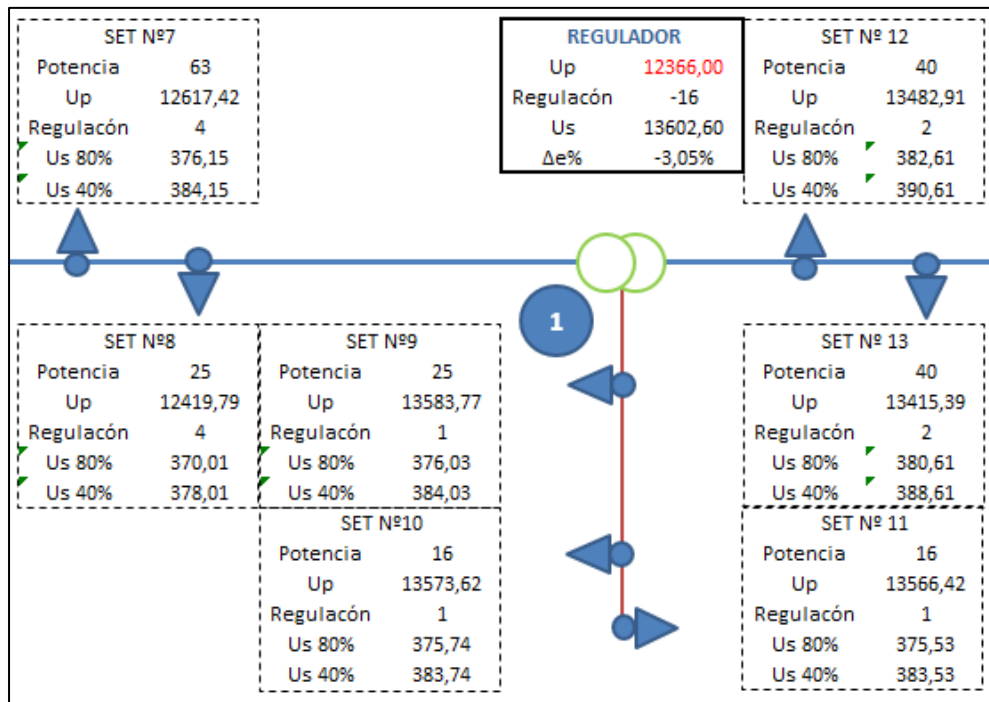


Figura 100. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1

TABLA RESUMEN										
SETS	SET N° 9	SET N° 10	SET N° 11	SET N° 12	SET N° 13	SET N° 50	SET N° 51	SET N° 52	SET N° 53	SET N° 54
Distancia ET-SET (m)	10290	12419	15440	9825	10847	42398	43629	42157	43409	44928
Potencia (kVA)	25	16	16	40	40	16	25	16	16	16
Tensión (V)	13583,7	13573,7	13566,4	13482,9	13415,4	12186,8	12178,9	12187,6	12181,7	12173,6
Regulación	1	1	1	2	2	5	5	5	5	5
Us 80%	376,03	375,74	375,53	382,61	380,61	372,73	372,48	372,76	372,57	372,31
Us 40%	384,03	383,74	383,53	390,61	388,61	380,73	380,48	380,76	380,57	380,31
Δ tensión % (MT)	-2,907%	-2,830%	-2,776%	-2,143%	-1,632%	7,68%	7,73%	7,67%	7,71%	7,78%
Δ tensión % (BT) 80%	1,045%	1,122%	1,177%	-0,686%	-0,161%	1,91%	1,98%	1,91%	1,96%	2,02%
Δ tensión % (BT) 40%	-1,060%	-0,983%	-0,928%	-2,792%	-2,266%	-0,19%	-0,13%	-0,20%	-0,15%	-0,08%

Tabla 45. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1

A partir de los resultados obtenidos, se puede concluir que esta opción es viable porque se obtienen valores tanto en MT como en BT dentro de los límites exigidos a lo largo de toda la línea. Cabe aclarar que la tensión tomada a la salida de la estación transformadora es 13200 kV, y en caso que este valor fluctuó no se tendrá garantizado que los valores a lo largo de la línea sean los óptimos. Si se analiza el caso en el que se presente un subtensión en bornes del secundario del transformador de potencia, no se podrá corregir esta variación

de tensión debido a que el regulador de tensión no tendría la capacidad suficiente. En el caso opuesto, en el que se presente una sobretensión, los reguladores estarían en condiciones de corregirla.

A continuación, se grafica el perfil de tensión en M.T. para la línea troncal, a fin de poder observar con más claridad lo anteriormente analizado.

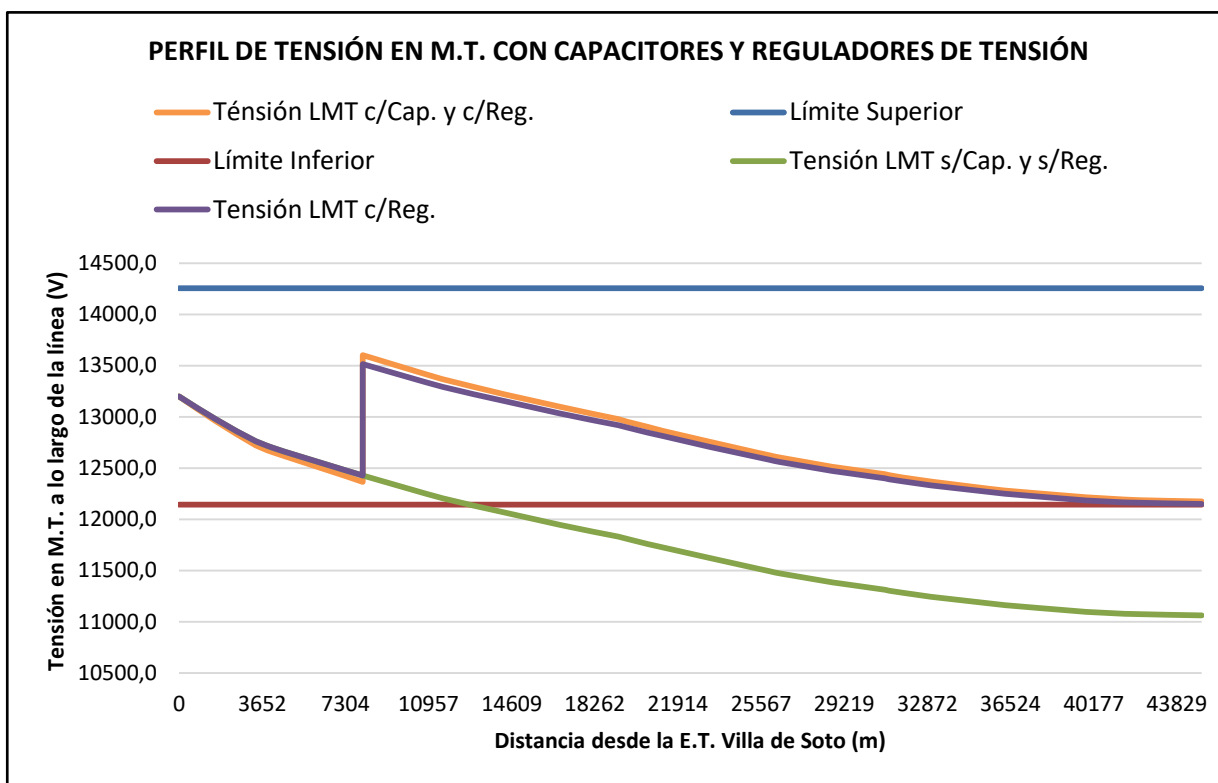


Figura 101. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°1

Continuando con el análisis de la segunda opción, que incorpora otro banco de regulación y un banco de capacitores más, se propone reubicar el banco regulador instalado en el nodo N°1 desplazándolo al nodo N°7, de esta forma nos garantizamos su funcionalidad debido a que la potencia pasante aguas debajo de la nueva ubicación, que es de 600 kVA, no supera la capacidad de los reguladores.

En segunda instancia se propone colocar el nuevo banco de regulación a la salida de la estación transformadora, para ello se prosigue con su dimensionamiento:

- El banco de regulación estará compuesto por tres reguladores monofásicos y será ubicado a la salida de la estación transformadora en conexión estrella. La carga aguas abajo del regulador suma una potencia de aproximadamente 2300 kVA, por lo tanto:

$$I = \frac{2300 [kVA]}{\sqrt{3} * 13,2 kV} = 100,5[A]$$

$$Vn = \frac{13200}{\sqrt{3}} = 7621 [V]$$

De la tabla de reguladores estandarizados, se obtiene un banco de 3 reguladores monofásicos de las siguientes características:

- ✓ Potencia Nominal: 76,2 kVA
- ✓ Tensión Nominal: 7620 V
- ✓ Corriente Nominal: 100 A

De la misma manera que se realizó en la primera opción se agrega un banco de capacitores de 50 kVAr en el km 39,8.

En el plano P-07 anexo, se puede observar la ubicación tanto de los bancos de regulación como los de capacitores proyectados.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para esta segunda opción, mediante los siguientes gráficos:

Bañado de Soto – Marmolera		Diferencia	Corriente (A)	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 80°C	Reactancia Ω/km	Δe % Acumulado	Tensión (V)
ET	REGULADOR	0							13200,00
REGULADOR	REGULADOR	0						-5,00	13860,00
ET	SET1	796	100,70	0,87	0,50	0,82	0,35	-4,06	13736,37
ET	SET2	787	94,94	0,87	0,50	0,82	0,35	-3,19	13621,07
ET	SET3	928	89,18	0,87	0,49	0,82	0,35	-2,22	13493,30
ET	SET4	862	83,43	0,87	0,49	0,82	0,35	-1,38	13382,23
ET	SET5	495	60,85	0,87	0,49	0,82	0,35	-1,03	13335,73
ET	SET6	235	55,10	0,87	0,49	0,82	0,35	-0,88	13315,72
ET	SET7	502	49,35	0,88	0,48	0,82	0,35	-0,59	13277,42
ET	SET8	2714	47,07	0,88	0,47	0,82	0,35	0,91	13079,79
ET	NODO 1	753	46,17	0,88	0,47	0,82	0,35	1,32	13026,00
NODO 1	SET9	2218	2,07	0,83	0,56	2,60	0,39	1,46	13007,17
NODO 1	SET10	2129	1,16	0,83	0,56	2,60	0,39	1,54	12997,02
NODO 1	SET11	3021	0,58	0,83	0,56	2,60	0,39	1,59	12989,82
ET	SET12	1753	44,12	0,88	0,47	0,82	0,35	2,22	12906,31
.....									
ET	NODO 7	696	26,16	0,91	0,40	1,18	0,37	6,92	12286,58
NODO 7	REGULADOR	0				0,00		0,52	13131,29
REGULADOR	SET30	2050	1,45	0,83	0,56	2,60	0,39	0,61	13119,07
ET	SET31	1986	24,73	0,92	0,40	1,18	0,37	1,31	13026,59
ET	SET32	2161	23,84	0,92	0,39	1,18	0,37	2,15	12916,69
.....									
NODO 10	SET49	2070	3,90	0,99	0,11	2,60	0,39	5,44	12482,46
NODO 10	NODO 10.1	1675	3,23	0,83	0,56	2,60	0,39	5,60	12460,25
NODO 10.1	SET50	872	1,49	0,83	0,56	2,60	0,39	5,64	12454,93
NODO 10.1	SET51	1231	0,91	0,83	0,56	2,60	0,39	5,68	12450,34
NODO 10.1	SET52	631	1,74	0,83	0,56	2,60	0,39	5,64	12455,74
NODO 10.1	SET53	1252	1,16	0,83	0,56	2,60	0,39	5,68	12449,78
NODO 10.1	SET54	1519	0,58	0,83	0,56	2,60	0,39	5,71	12446,16

Tabla 46. Valores de caída de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2

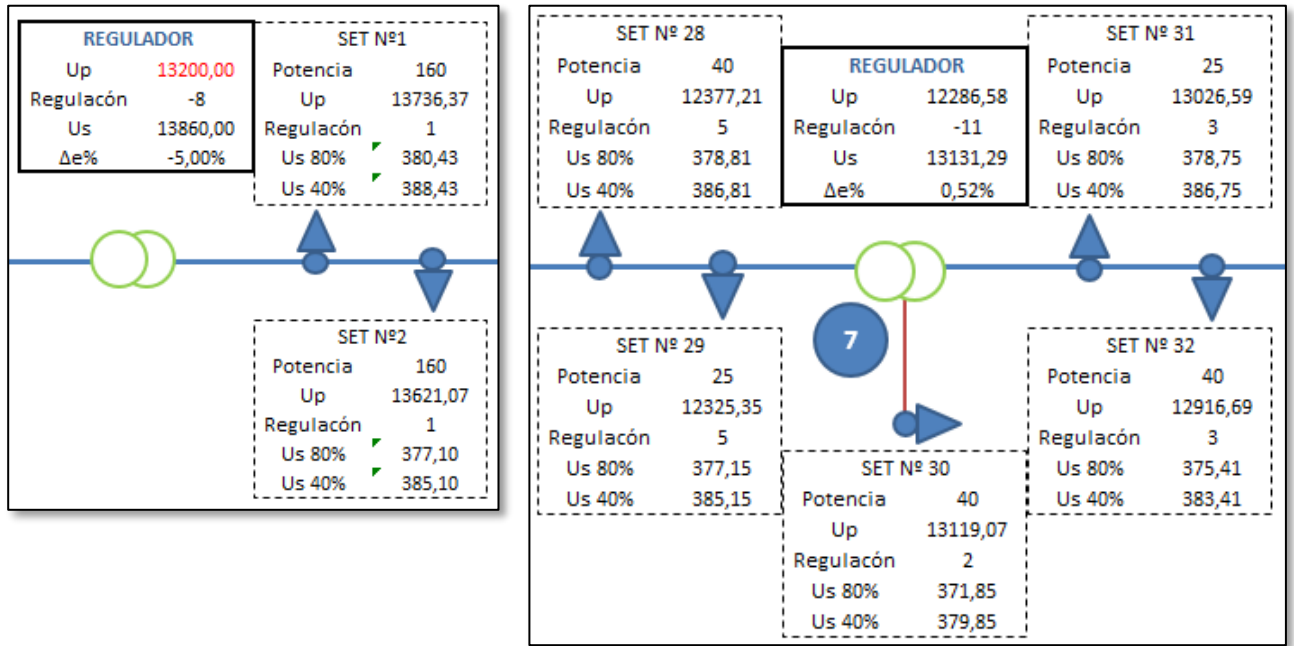


Figura 102. Esquema de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2

TABLA RESUMEN											
SETS	SET N° 1	SET N° 2	SET N° 29	SET N° 30	SET N° 31	SET N° 49	SET N° 50	SET N° 51	SET N° 52	SET N° 53	SET N° 54
Distancia ET-SET (m)	796	1583	20584	23330	23266	39851	42398	43629	42157	43409	44928
Potencia (kVA)	160	160	25	40	25	40	16	25	16	16	16
Tensión (V)	13736,4	13621,1	12325,3	13119,1	13026,6	12482,5	12454,9	12450,3	12455,7	12449,8	12446,2
Regulación	1	1	5	2	3	5	5	5	5	5	5
Us 100%	380,43	377,10	377,15	371,85	378,75	382,16	381,29	381,14	381,31	381,12	381,01
Us 50%	388,43	385,10	385,15	379,85	386,75	390,16	389,29	389,14	389,31	389,12	389,01
Δ tensión % (MT)	-4,06%	-3,19%	6,63%	0,61%	1,31%	5,44%	5,64%	5,68%	5,64%	5,68%	5,71%
Δ tensión % (BT) 80%	-0,11%	0,76%	0,75%	2,14%	0,33%	-0,57%	-0,34%	-0,30%	-0,35%	-0,30%	-0,26%
Δ tensión % (BT) 40%	-2,22%	-1,34%	-1,36%	0,04%	-1,78%	-2,67%	-2,44%	-2,41%	-2,45%	-2,40%	-2,37%

Tabla 47. Tabla resumen de caídas de tensión en el Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2

Mediante el estudio de flujo estático realizado, fue posible encontrar el punto de funcionamiento de los bancos de regulación, los cuales permitieron obtener valores de caída de tensión acordes a la norma. Además, mediante la regulación manual de los transformadores de distribución instalados en la línea, se logró obtener los valores deseados en BT.

El punto de funcionamiento del banco de regulación n°1 fue en el Tap -8, el cuál representa una elevación porcentual 5% de la tensión de entrada. El punto de funcionamiento

del banco de regulación n°2 fue en el Tap -11, lo que represento una elevación porcentual de la tensión de entrada del 6,875%. Con ello se mejoró sustancialmente la caída de tensión sobre la línea, llegando al final de la misma con un Δe acumulado de 5,71%.

Otro aspecto a favor de esta opción, es que ambos reguladores siguen teniendo una margen de Taps de regulación, con los cuales se podrán subsanar futuras caídas de tensión o variaciones que pudiera sufrir la tensión de salida de la E.T.

A continuación, se grafica el perfil de tensión en M.T. para la línea troncal, a fin de poder observar con más claridad lo antes analizado.

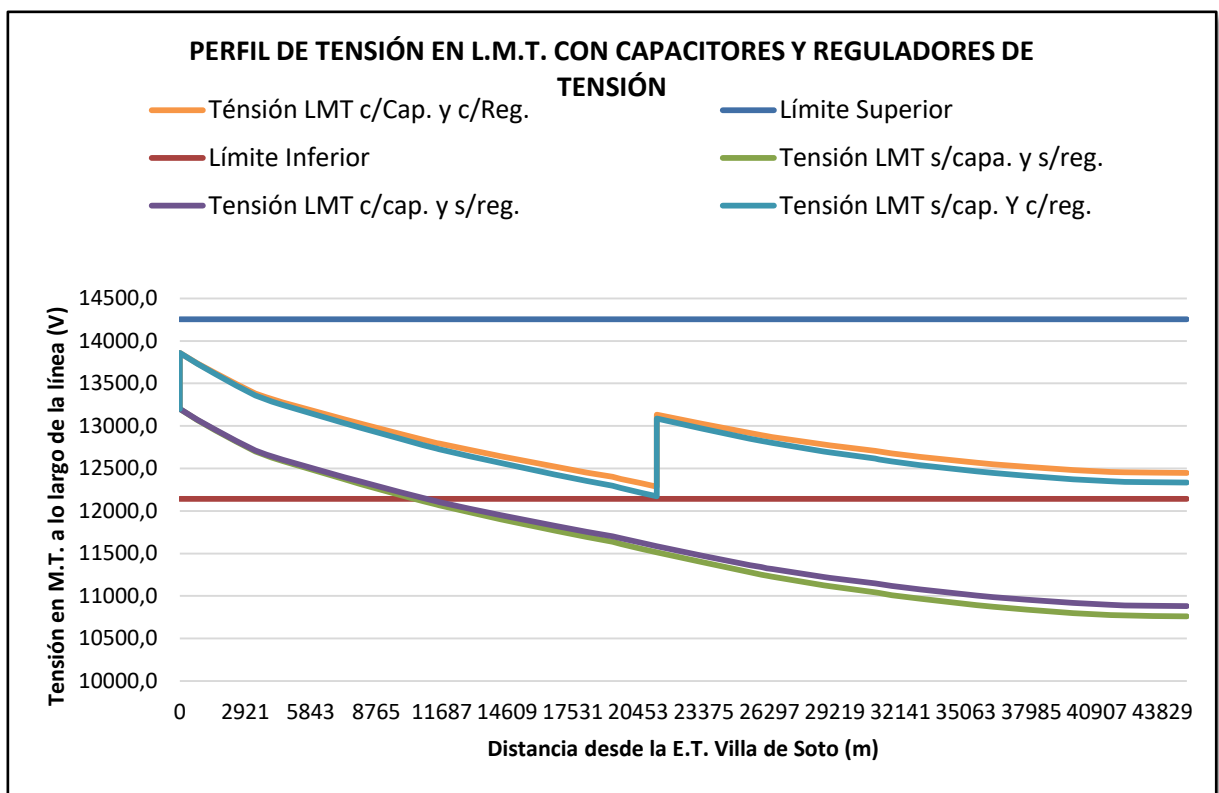


Figura 103. Perfil de tensión en la red troncal del Distribuidor Bañado – La Marmolera para el estado a 10 años con bancos reguladores de tensión y de capacitores – Opción N°2

Por simple comparación de los perfiles de tensión de M.T. para los estados de 5 y 10 años, se puede observar que las caídas de tensión son más pronunciadas en el estado de 10 años y que la amplitud de la corrección es mayor también. La gráfica naranja representa la tensión en la LMT, la cual posee dos reguladores de tensión inductivos y tiene instalado 125 kVAr de potencia capacitiva repartidos sobre la línea en dos bancos. Se puede observar que a cierta distancia, la gráfica naranja sube verticalmente a un valor de tensión superior, esto se debe al salto de tensión entre los bornes de entrada y los de salida de cada banco de regulación.

4.1.2.4 Cálculo de la corriente de Corto circuito

A partir de los valores obtenidos para la ET en el caso del distribuidor anterior, se adicionan los valores de impedancia de línea por tramo y se van obteniendo los diferentes valores de corriente de cortocircuito a través de la línea. El aumento de impedancia a través de la línea trae aparejado una disminución gradual de la corriente de cortocircuito, como se puede apreciar en el siguiente extracto de la planilla de cálculo:

Bañado de Soto - Marmolera		Impedancia a 20 °C (Ω)	Impedancia a 200 °C (Ω)	Icc Máx (A)	Icc Mín (A)
ET	SET1	1,472	1,642	5694,8	4642,1
ET	SET2	1,964	2,438	4269,1	3125,5
ET	SET3	2,599	3,466	3225,1	2198,8
ET	SET4	3,214	4,452	2608,0	1711,9
ET	SET5	3,573	5,024	2346,0	1516,8
ET	SET6	3,745	5,297	2238,6	1438,7
ET	SET7	4,113	5,882	2038,3	1295,7
ET	SET8	6,127	9,066	1368,3	840,6
ET	NODO 1	6,689	9,954	1253,2	765,7
NODO 1	SET9	11,124	17,690	753,6	430,8
NODO 1	SET10	15,539	25,235	539,5	302,0
NODO 1	SET11	17,722	35,996	473,0	211,7
ET	SET12	8,003	12,022	1047,5	633,9
.....					
NODO 10	SET49	45,323	73,929	185,0	103,1
NODO 10	NODO 10.1	48,838	79,893	171,7	95,4
NODO 10.1	SET50	50,671	83,000	165,4	91,8
NODO 10.1	SET51	53,261	87,387	157,4	87,2
NODO 10.1	SET52	50,164	82,141	167,1	92,8
NODO 10.1	SET53	52,797	86,603	158,8	88,0
NODO 10.1	SET54	55,996	92,019	149,7	82,8

Tabla 48. Cálculo de Icc máxima y mínima para el Distribuidor Bañado – La Marmolera

4.1.2.4.1 Verificación por corriente admisible

Se verifica que la corriente admisible del conductor sea mayor que la corriente demandada en cada tramo de la línea. Los tramos más exigidos son los cercanos a la fuente, donde circula la suma de las corrientes de todas las cargas.

A continuación se expone un extracto de la planilla de cálculo para la verificación de conductores por corriente admisible.

Pichanas - Serrezuela		Sección [mm ²]	Corriente admisible [A]	Corriente Demandada [A]	Verificación por corriente admisible
ET	SET1	50	195	100,53	VERIFICA
ET	SET2	50	195	94,77	VERIFICA
ET	SET3	50	195	89,01	VERIFICA
ET	SET4	50	195	83,26	VERIFICA
ET	SET5	50	195	60,68	VERIFICA
ET	SET6	50	195	54,93	VERIFICA
ET	SET7	50	195	49,18	VERIFICA
ET	SET8	50	195	46,91	VERIFICA
ET	NODO 1	50	195	46,01	VERIFICA
NODO 1	SET9	16	100	2,07	VERIFICA
NODO 1	SET10	16	100	1,16	VERIFICA
NODO 1	SET11	16	100	0,58	VERIFICA
ET	SET12	50	195	43,95	VERIFICA
.....					
NODO 10	SET48	16	100	4,61	VERIFICA
NODO 10	SET49	16	100	4,05	VERIFICA
NODO 10	NODO 10.1	16	100	2,70	VERIFICA
NODO 10.1	SET50	16	100	1,49	VERIFICA
NODO 10.1	SET51	16	100	0,91	VERIFICA
NODO 10.1	SET52	16	100	1,74	VERIFICA
NODO 10.1	SET53	16	100	1,16	VERIFICA
NODO 10.1	SET54	16	100	0,58	VERIFICA

Tabla 49. Verificación por corriente admisible del conductor en el Distribuidor Bañado – La Marmolera

4.1.2.4.2 Verificación por corriente de CC

Esta verificación consiste calcular la sección mínima admisible por corriente de cortocircuito y compararla con la existente. El cálculo sigue el procedimiento descrito en la norma AEA 90865, se encuentra explicado en la memoria de cálculo por lo que solo se limitará a la muestra de los resultados. Al igual que la verificación por corriente nominal, los tramos más exigidos son los cercanos a la fuente, donde circula la mayor corriente de cortocircuito (luego disminuye por el aumento de la impedancia de la línea).

A continuación se expone un extracto de la planilla de cálculo para la verificación de conductores por corriente de cortocircuito.

El Bañado – La Marmolera		Icc Máx [A]	Tiempo de desconexión [s]	R/X	K	M	N	ITH [A]	STHR [A/mm ²]	STH [A/mm ²]	Sección Mínima [mm ²]	Verificación por CC
ET	SET1	5694	0,50	0,38	1,10	0,01	1,0	5719	83,63	118,27	48,36	VERIFICA
ET	SET2	4269	0,50	0,63	1,15	0,01	1,0	4291	83,63	118,27	36,29	VERIFICA
ET	SET3	3225	0,50	0,83	1,10	0,01	1,0	3239	83,63	118,27	27,39	VERIFICA
ET	SET4	2608	0,50	0,97	1,10	0,01	1,0	2619	83,63	118,27	22,15	VERIFICA
ET	SET5	2346	0,50	1,03	1,10	0,01	1,0	2356	83,63	118,27	19,92	VERIFICA
ET	SET6	2238	0,50	1,06	1,10	0,01	1,0	2248	83,63	118,27	19,01	VERIFICA
ET	SET7	2038	0,50	1,11	1,10	0,01	1,0	2047	83,63	118,27	17,31	VERIFICA
ET	SET8	1368	0,50	1,30	1,10	0,01	1,0	1374	83,63	118,27	11,62	VERIFICA
ET	NODO 1	1253	0,50	1,33	1,10	0,01	1,0	1258	83,63	118,27	10,64	VERIFICA
NODO 1	SET9	753	0,50	2,04	1,10	0,01	1,0	756	83,63	118,27	6,40	VERIFICA
NODO 1	SET10	539	0,50	2,51	1,10	0,01	1,0	541	83,63	118,27	4,58	VERIFICA
NODO 1	SET11	473	0,50	2,34	1,10	0,01	1,0	475	83,63	118,27	4,02	VERIFICA
ET	SET12	1047	0,50	1,40	1,10	0,01	1,0	1052	83,63	118,27	8,89	VERIFICA
.....												
NODO 10	SET49	184	0,50	2,65	1,10	0,01	1,0	185	83,63	118,27	1,57	VERIFICA
NODO 10	NODO 10.1	171	0,50	2,76	1,10	0,01	1,0	172	83,63	118,27	1,46	VERIFICA
NODO 10.1	SET50	165	0,50	2,81	1,10	0,01	1,0	166	83,63	118,27	1,40	VERIFICA
NODO 10.1	SET51	157	0,50	2,87	1,10	0,01	1,0	158	83,63	118,27	1,34	VERIFICA
NODO 10.1	SET52	16	0,50	2,79	1,10	0,01	1,0	167	83,63	118,27	1,42	VERIFICA
NODO 10.1	SET53	158	0,50	2,86	1,10	0,01	1,0	159	83,63	118,27	1,35	VERIFICA
NODO 10.1	SET54	149	0,50	2,94	1,10	0,01	1,0	150	83,63	118,27	1,27	VERIFICA

Tabla 50. Verificación por corriente de cortocircuito del conductor en el Distribuidor Bañado – La Marmolera

4.1.2.5 Pérdidas de energía en la LMT

A continuación se calculan las pérdidas por efecto joule (en valor medio) a lo largo de la red, a fin de comparar los valores en el caso de que se instalen las mejoras propuestas y en el caso de que no se realice inversión alguna.

PÉRDIDA DE ENERGÍA EN LA LMT			
	Pp (W)	Pp (kW)	Ep (kWh) x Día
Con reguladores y capacitores	173528,23	173,53	4164,68
Sin inversión	221840,30	221,84	5324,17
Diferencia	21,78%	48,31	1159,49

Tabla 51. Pérdidas de energía en la red del Distribuidor Bañado – La Marmolera a 10 años

A partir de los resultados obtenidos podemos observar que se reduce en un 21% las pérdidas en la red.

Como ya se explicó para el distribuidor anterior, la alternativa restante para la disminución de las pérdidas por efecto joule sería la de incrementar la tensión de red de 13,2 kV a 33 kV.

4.1.2.5 Sanciones

Las sanciones se calcularán en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad establecidos, de la siguiente manera:

$$SANCIÓN (\$) = (D_{pm} + D_{nm}) * \frac{S_{pm}}{D_{pm}}$$

La duración del período de medición (D_{pm}) será de 180 días y la duración del período hasta la próxima medición (D_{nm}) será de 180 días.

El costo de la sanción para el período de medición (S_{pm}) se encuentra en función de la variación de la tensión respecto al valor nominal, y se obtiene de la Normativa vigente. La tabla utilizada para la valoración de la tensión fuera de los parámetros de calidad establecidos es la que contempla suministros en M.T. y B.T. ya que consideramos apropiada su utilización por ser el caso más desfavorable.

Veamos ahora el valor de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad de servicio según el tipo Δe (variación de tensión) y sus sanciones correspondientes considerando que no se ha instalado ninguna de las mejoras propuestas, para los diferentes estados de cálculo:

- Estado 5 años:

$$SANCIÓN (\$) = (180 + 180) * \frac{265.831}{180} = \$ 531.663$$

PLAN DE MULTAS					
Estado		5 Años			
MULTAS [\$/kWh]	Δe	Potencia		Energía bajo Penalización [kWh]	
		[kVA]	[kW]	6 [hr]	Multa
0,025	$8 \leq \Delta e < 9$	57	28,76	172,59	\$ 4,31
0,065	$9 \leq \Delta e < 11$	218	110,01	660,07	\$ 42,90
0,12	$11 \leq \Delta e < 13$	163	82,26	493,54	\$ 59,22
0,6	$13 \leq \Delta e < 15$	416	209,93	1259,58	\$ 755,75
1,4	$15 \leq \Delta e < 18$	145	73,17	439,04	\$ 614,65
2	$18 \leq \Delta e$	0	0,00	0,00	\$ -
TOTALES x DIA		504,13536		\$ 1.476,84	
TOTALES x SEMESTRE (SPM)				\$ 265.831,94	
SANCIÓN x PERÍODO				\$ 531.663,88	
SANCIÓN x 5 AÑOS				\$ 2.658.319,38	

Tabla 52. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Bañado – La Marmolera a 5 años

A partir de tabla de plan de multas para el estado a 5 años podemos observar los valores de potencia que se encuentran fuera de los margen tolerables de caída de tensión, estos son clasificados según el Δe con el que son entregados. Para cada rango de valores de Δe se tiene un costo de multa especificado en la normativa. Se supone que el período, en el que el suministro de energía no se encuentra dentro de los límites tolerables, es de 6 horas por día. En ella también se pueden observar los valores de la sanción tanto para un periodo semestral como a 5 años.

Se puede observar que para el caso en análisis, el valor de la sanción anual es de \$ 531.663 pesos, y la sanción por 5 años es de aproximadamente \$ 2.658.319 pesos.

- Estado 10 años:

$$SANCIÓN (\$) = (180 + 180) * \frac{1.026.637}{180} = \$ 1.026.637$$

PLAN DE MULTAS					
Estado		10 Años			
MULTA [\$/kWh]	Δe	Potencia		Energía bajo Penalización [kWh]	
		[kVA]	[kW]	6 [hr]	Multa
0,025	$8 \leq \Delta e < 9$	225	113,54	681,26	\$ 17,03
0,065	$9 \leq \Delta e < 11$	105	52,99	317,92	\$ 20,67
0,12	$11 \leq \Delta e < 13$	170	85,79	514,73	\$ 61,77
0,6	$13 \leq \Delta e < 15$	185	93,36	560,15	\$ 336,09
1,4	$15 \leq \Delta e < 18$	570	287,64	1725,87	\$ 2.416,22
2	$18 \leq \Delta e$	0	0,00	0,00	\$ -
TOTALES x DIA		633,3232		\$ 2.851,77	
TOTALES x SEMESTRE (SPM)				\$ 513.318,80	
SANCIÓN x PERIODO				\$ 1.026.637,60	
SANCIÓN x 10 AÑOS				\$ 10.266.375,97	

Tabla 53. Sanciones por incumplimiento de la calidad del producto técnico en el Distribuidor Bañado – La Marmolera a 10 años

De manera semejante al análisis a 5 años, se desarrolló el plan de multas para 10 años, cuyas sanciones son más elevadas debido al incremento de la energía entregada fuera de los márgenes tolerables de caída de tensión.

Se puede observar que para el caso en análisis, el valor de la sanción anual a moneda constante es de \$ 1.026.637 pesos, y la sanción por 10 años es de aproximadamente \$ 10.266.375 pesos.

4.2 Análisis de la Calidad del Servicio Técnico Suministrado

En esta sección se analizará la calidad con que se brinda el servicio técnico, donde se considerarán las interrupciones del servicio de los distribuidores en estudio para un semestre, a efectos de definir los indicadores de calidad del servicio técnico.

Luego evaluaremos los apartamientos de los indicadores obtenidos con respecto a los exigidos por la nueva reglamentación del ERSeP.

Posteriormente se realiza una evaluación económica de los apartamientos y se definiremos las sanciones económicas a aplicar a la cooperativa.

Finalmente confeccionaremos un plan de inversiones en las redes de MT, que permitirán alcanzar una calidad del servicio aceptable.

Los planos P-4, P-8 y P-9 con la ubicación de los reconectores, seccionalizadores y seccionadores se pueden observar en los anexos.

4.2.1 Análisis del Servicio en la Actualidad

Solo se consideraron las interrupciones que afecten la red de MT de distribución, superiores a 3 minutos que originen la suspensión del suministro de energía a clientes o conjunto de ellos, ya sean programadas o intempestivas.

Los límites de la red sobre la que se realiza el estudio son, en el inicio, la botella terminal del alimentador de MT en la E.T. 66kV / 13,2kV, y termina en los bornes de BT del transformador de distribución MT/BT.

A fines prácticos el análisis que se lleva a cabo considera la evaluación del servicio prestado por ambos distribuidores, en el cual, mediante el relevamiento y análisis estadístico se pudo obtener información acerca de los causantes de las salidas de servicio de las líneas en cuestión. Se evidencia una importante cantidad de salidas por mantenimiento de líneas y trabajos en la E.T: debido a que las instalaciones existentes presentan inconvenientes por su antigüedad. Sumado a esto, la mayor cantidad de salidas de servicio se dieron por tormentas, producto de fuertes vientos, rayos, caída de ramas o árboles y hasta rotura de postes. Además se resalta que el vandalismo es otro de los temas a tener en cuenta ya que se registraron numerosos episodios de esta índole.

Para el análisis de los distribuidores utilizaremos como referencia los valores aportados por la Cooperativa de la zona, los cuales corresponden a valores estadísticos obtenidos en el último semestre de control por el servicio brindado por la ET. En la siguiente tabla podemos observar la información aportada:

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO		
Causas	Frecuencia	Incidencia
Lluvia	1,1	7,31%
Viento	0,9	5,98%
Maniobras de la Red	0,68	4,52%
Mantenimiento correctivo	1,09	7,24%
Mantenimiento preventivo	1	6,64%
Obras/Ampliación	0,23	1,53%
Pájaros	0,75	4,98%
Poda	0,8	5,32%
Restricción Carga	0,36	2,39%
Sobrecarga	1,21	8,04%
Árboles/Ramas	1,89	12,56%
Arrastre red MT	0,03	0,20%
Corte de conductor	0,68	4,52%
Defecto aislación	0,05	0,33%
Desconocida	0,49	3,26%
Instalación cliente MT	0,34	2,26%
Instalación cooperativa	0,25	1,66%
Otras	3,2	21,26%

Tabla 54. Valores estadísticos de interrupciones en los distribuidores en análisis

Los valores obtenidos en el semestre de control, representan un valor elevado para poder mantener un correcto nivel de calidad de servicio técnico brindado. Se debe mencionar, que de la totalidad de las fallas mencionadas, las únicas que no se tendrán en cuenta son las tareas de mantenimientos que fueron programadas, ya que no se las considera como causas forzadas.

El despeje de las fallas implicó un tiempo total que oscila entre los 30 minutos para las más cercanas a la estación transformadora hasta las 5:30 horas para las alejadas. En este tiempo se debe tener en cuenta el tiempo que lleva la ubicación de la falla, la reparación de la misma y el recambio o reposición de la protección involucrada. Normalmente la gran mayoría de las salidas del servicio se dan bajo condiciones de inestabilidad climática o de noche, como suele suceder en el caso de las tormentas, donde los vientos pueden generar interrupciones y estas suelen ocurrir durante el horario nocturno, lo cual complica en todos los aspectos la restitución del servicio eléctrico.

Como se dijo anteriormente, las fallas de carácter transitorio son las más frecuentes (un porcentaje cercano al 80%) y son las que intentaremos despejar más rápidamente. En el caso de las fallas permanentes, se buscará limitar el defecto a la menor sección de la línea posible.

Analizaremos los índices utilizados para la evaluación de la calidad de servicio técnico y los compararemos a los que se obtienen en el caso de utilizar reconectores y seccionadores.

Para esto se necesita obtener los valores de potencia instalada y potencia fuera de servicio. Dado que los distribuidores presentan trazas extensas, se considerará que ante una falla, se tienen dos posibles casos:

- 1) Que la red salga completamente de servicio por la actuación de las protecciones de cabecera.
- 2) Que parte la mitad de la red salga de servicio, por la actuación de una de las protecciones de cabecera, quedando uno de los distribuidores en servicio.

El valor de potencia instalada entre los dos distribuidores es de 5311 kVA; mientras que la potencia fuera de servicio será:

- 1) 5311 kVA
- 2) 2441 kVA

Otro valor que se necesita es el tiempo de permanencia fuera de servicio de la potencia instalada, los valores correspondientes están indicados en la planilla de calidad de servicio.

Estamos en condiciones de calcular los índices de calidad de servicio que presentan las líneas actualmente. Veamos los casos antes mencionados:

1) Fuera de servicio total de la red.

Los índices calculados son:

a) FM: Frecuencia media de interrupción por kVA instalado.

$$F_M = \frac{\sum kVA_{FS}}{kVA_{INST}} = 15,05 \text{ veces}$$

Este valor expresa la cantidad de veces que se le interrumpió el servicio al kVA promedio instalado en el semestre, se habla de promedio ya que las interrupciones no se distribuyen equitativamente entre los kVA instalados.

b) DM: Duración media de interrupción por kVA instalado.

$$D_M = \frac{\sum kVA_{FS} * T_{FS}}{\sum kVA_{FS}} = 3,55 \text{ horas}$$

Este valor expresa el tiempo que duró la interrupción del servicio al kVA promedio fuera de servicio en el semestre, se habla de promedio ya que la duración de las interrupciones no fue la misma entre los kVA fuera de servicio.

Se puede observar que, los índices calculados superan en todos los casos los límites establecidos por la norma, lo cual tiene como consecuencia, una sanción económica. En la siguiente figura se puede observar los valores obtenidos.

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO					
Causas	Frecuencia	Incidencia	Duración Promedio por Causa	Sumatoria Pot FS	Sumatoria Pot fs x Tfs
Lluvia	1,1	7,31%	5,00	5842,10	29210,50
Viento	0,9	5,98%	4,50	4779,90	21509,55
Maniobras de la Red	0,68	4,52%	3,50	3611,48	12640,18
Mantenimiento correctivo	1,09	7,24%	3,70	5788,99	21419,26
Mantenimiento preventivo	1	6,64%	3,00	5311,00	15933,00
Obras/Ampliación	0,23	1,53%	7,00	1221,53	8550,71
Pájaros	0,75	4,98%	4,10	3983,25	16331,33
Poda	0,8	5,32%	3,90	4248,80	16570,32
Restricción Carga	0,36	2,39%	2,90	1911,96	5544,68
Sobrecarga	1,21	8,04%	3,50	6426,31	22492,09
Árboles/Ramas	1,89	12,56%	3,90	10037,79	39147,38
Arrastre red MT	0,03	0,20%	2,80	159,33	446,12
Corte de conductor	0,68	4,52%	5,50	3611,48	19863,14
Defecto aislación	0,05	0,33%	2,80	265,55	743,54
Desconocida	0,49	3,26%	2,00	2602,39	5204,78
Instalación cliente MT	0,34	2,26%	2,30	1805,74	4153,20
Instalación cooperativa	0,25	1,66%	4,10	1327,75	5443,78
Otras	3,2	21,26%	2,30	16995,20	39088,96
TOTAL	15,05		4,30	79930,55	284292,52
Dm					3,56

Tabla 55. Obtención de los índices de cálculo Fm y Dm, en caso de fuera de servicio total de la red

2) Fuera de servicio parcial de la red

Los índices calculados son:

- c) FM: Frecuencia media de interrupción por kVA instalado. Representa la cantidad de veces que el kVA promedio no tuvo servicio, en un período determinado.

$$F_M = \frac{\sum kVA_{FS}}{kVA_{INST}} = 8,10 \text{ veces}$$

- d) DM: Duración media de interrupción por kVA instalado. Representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$D_M = \frac{\sum kVA_{FS} * T_{FS}}{\sum kVA_{FS}} = 3,56 \text{ horas}$$

Se puede observar que, el índice de duración calculado supera el límite establecido por la norma, lo cual tiene como consecuencia, una sanción económica. En la siguiente figura se puede observar los valores obtenidos.

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO					
Causas	Frecuencia	Incidencia	Duración Promedio por Causa	Sumatoria Pot FS	Sumatoria Pot fs x Tfs
Lluvia	0,59	7,31%	5,00	1445,55	7227,76
Viento	0,48	5,98%	4,50	1182,72	5322,26
Maniobras de la Red	0,37	4,52%	3,50	893,61	3127,65
Mantenimiento correctivo	0,59	7,24%	3,70	1432,41	5299,92
Mantenimiento preventivo	0,54	6,64%	3,00	1314,14	3942,41
Obras/Ampliación	0,12	1,53%	7,00	302,25	2115,76
Pájaros	0,40	4,98%	4,10	985,60	4040,97
Poda	0,43	5,32%	3,90	1051,31	4100,11
Restricción Carga	0,19	2,39%	2,90	473,09	1371,96
Sobrecarga	0,65	8,04%	3,50	1590,11	5565,37
Árboles/Ramas	1,02	12,56%	3,90	2483,72	9686,51
Arrastre red MT	0,02	0,20%	2,80	39,42	110,39
Corte de conductor	0,37	4,52%	5,50	893,61	4914,88
Defecto aislación	0,03	0,33%	2,80	65,71	183,98
Desconocida	0,26	3,26%	2,00	643,93	1287,86
Instalación cliente MT	0,18	2,26%	2,30	446,81	1027,66
Instalación cooperativa	0,13	1,66%	4,10	328,53	1346,99
Otras	1,72	21,26%	2,30	4205,24	9672,06
TOTAL	8,10		4,30	19777,78	70344,50
Dm					3,56

Tabla 56. Obtención de los índices de cálculo Fm y Dm, en caso de servicio parcial de la red

4.2.2 Sanciones

Luego del tercer y cuarto año de haber comenzado la etapa de régimen se computarán todas las interrupciones que afecten al cliente y se utilizarán los siguientes índices máximos admitidos para un servicio de distribución vinculado a la red de transporte AT a través de la correspondiente estación AT/MT (Servicio de distribución "A"):

Suministro en Red de MT	LFM	4 veces
	LDM	3 horas

Tabla 57. Límites permitidos de calidad de servicio para la etapa de régimen

La energía total facturada en el semestre, la cual se obtuvo de forma aproximada, es:

$$ETF = 15.234.497 \text{ kWh}$$

Luego se calcula la energía no suministrada, para ambos casos. La fórmula utilizada es:

$$ENS = \frac{(\sum D_{Mi} * K_i) * ETF}{4380} = 237.355 \text{ kWh}$$

El valor de K_i utilizado para el cálculo es 1,5.

La sanción se determinará para un suministro rural en general donde el monto de la sanción es \$ 1,6 por kWh. Se utiliza la siguiente expresión:

$$SANCIÓN (\$) = ENS \times C_{ENS} = \$1,6 \frac{\$}{\text{kWh}} * 237.355 \text{ kWh} = \$379.768$$

Energía Total Facturada	15234497,28	kWh
Energía No Suministrada	237355,5545	kWh
SANCIÓN	\$ 379.768,89	Pesos

Tabla 58. Costo de sanción semestral por incumplimiento de la calidad del servicio técnico

Este valor resulta para un cálculo semestral, por lo que para los estados de cálculo utilizados en el proyecto se tiene:

- 5 años (10 semestres): \$ 3.797.689
- 10 años (20 semestres): \$ 7.595.378

Podemos observar que los montos de las sanciones, debido a la falta de cumplimiento de los requerimientos exigidos por las nuevas normativas, son elevados. A estos valores se le deberían sumar las multas por reincidencia, por lo que los costos que pueden ocasionar la implementación de las tecnologías propuestas se amortizan a corto plazo.

La aplicación de reconectores, seccionalizadores y seccionadores fusibles permiten disminuir considerablemente el tiempo de las interrupciones, logrando despejar las fallas que son de carácter transitorio y en caso que sean permanentes, solo despejar el sector en falla disminuyendo notablemente la energía no suministrada. De esta manera logramos obtener valores aceptables de calidad del servicio.

La empresa encargada de la distribución se ve beneficiada por el ahorro económico que le genera disminuir la duración de las interrupciones, y, gracias a la discriminación de las fallas transitorias de las permanentes, se disminuye el costo operativo de movilizar un equipo de trabajo, con un vehículo, herramientas y repuestos necesarios, hacia el lugar donde se encuentre la falla que saco de servicio a la LMT.

4.2.3 Análisis del Servicio con las mejoras propuestas

En esta sección se comparan las prestaciones del servicio actual con el propuesto para este proyecto.

El sistema de protecciones y maniobra de la red está constituido en la actualidad por un interruptor de potencia instalado en la estación transformadora, seccionadores fusibles instalados a lo largo de la red troncal y en algunas interconexiones con los ramales, seccionadores a cuchilla instalados en el inicio de los ramales restantes y descargadores de sobretensión.

Cabe aclarar que los seccionadores fusibles tipo XS también se los puede encontrar como protección de cada uno de los transformadores instalados en la línea.

Los transformadores deberían contar con descargadores de sobretensión, pero no todos ellos los poseen, lo cual los expone frente a la posible aparición de una descarga atmosférica.

A lo largo de la red troncal nos encontramos frente a una situación semejante, donde no se tienen instalados descargadores, los cuales deberían ir colocados cada 4 kilómetros, debido a que tienen un radio de acción de 2 km para poder proteger la red.

Esta configuración existente de las protecciones en la red, genera numerosas salidas del servicio las cuales la gran mayoría de ellas, aproximadamente un 80%, son de carácter

transitorio, lo cual brinda la oportunidad mediante la tecnología adecuada (reconectores) de recuperar el servicio en tan solo unos segundos. En caso de que la falla sea de carácter permanente, mediante las reconexiones posibles que brinda el reconector permitir que actúen las protecciones ubicadas aguas abajo como lo pueden ser seccionadores fusibles o seccionalizadores. Estos últimos tienen la principal ventaja que no presentan inconvenientes para la coordinación entre las protecciones y no se necesitan de un elemento de repuesto, como lo es el fusible para los seccionadores tipo XS.

A fin de poder observar las diferencias entre la configuración existente y la propuesta, se realizan dos esquemas sobre uno de los distribuidores en investigación y se simula una falla permanente en el extremo de un ramal para ambos casos, para analizar la respuesta de las protecciones instaladas en ambas propuestas.

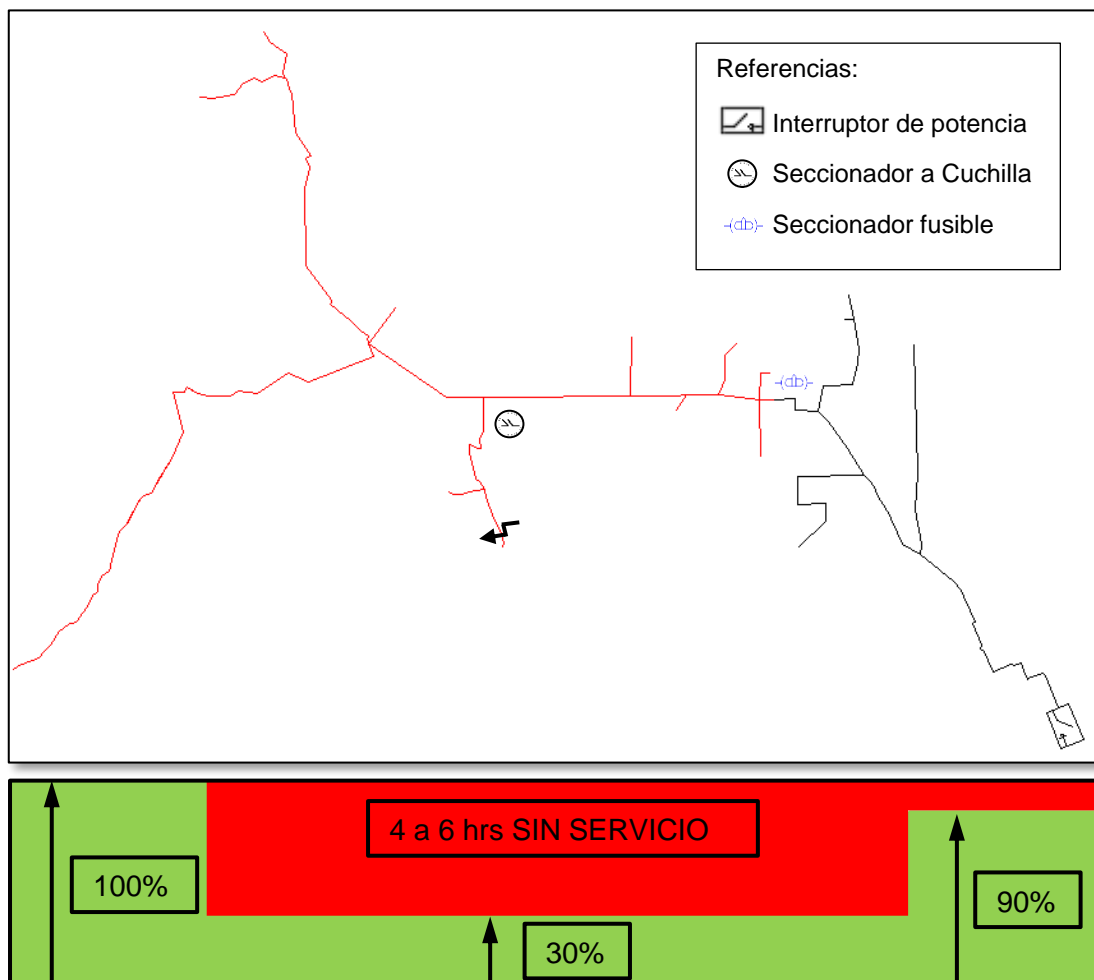


Figura 104. Respuesta ante falla del esquema con la configuración existente de las protecciones

En la configuración actual se puede visualizar que al producirse una falla sobre un ramal que posee un seccionador a cuchillas en su comienzo, la protección que se encarga de

abrir la falla es el elemento fusible del seccionador, ubicado aguas arriba sobre la red troncal. En este caso, la falla deja desenergizado toda la red aguas debajo del fusible actuado, aproximadamente un 70% de la potencia instalada. La traza de la red que queda sin servicio está identificada con color rojo.

Frente a esta situación, el personal de la empresa de energía debe salir a ver uno por uno de los seccionadores fusibles instalados hasta encontrarse frente al actuado. Debe tenerse en cuenta que la gran mayoría de las fallas se producen bajo un clima hostil y de noche, lo cual dificulta la búsqueda notablemente, ya que se pueden enfrentar a caminos de tierra en malas condiciones donde la velocidad de marcha es reducida, neblina o una tormenta lo que complica la visión. Este proceso puede requerir de un tiempo de 3 a 6 horas hasta encontrar el sector en falla, lo que nos permita abrir el seccionador a cuchilla para restablecer el servicio a un 90 % de los usuarios.

Continuando, en la siguiente figura se muestra como actuarían las protecciones en la configuración propuesta, ante la misma falla:

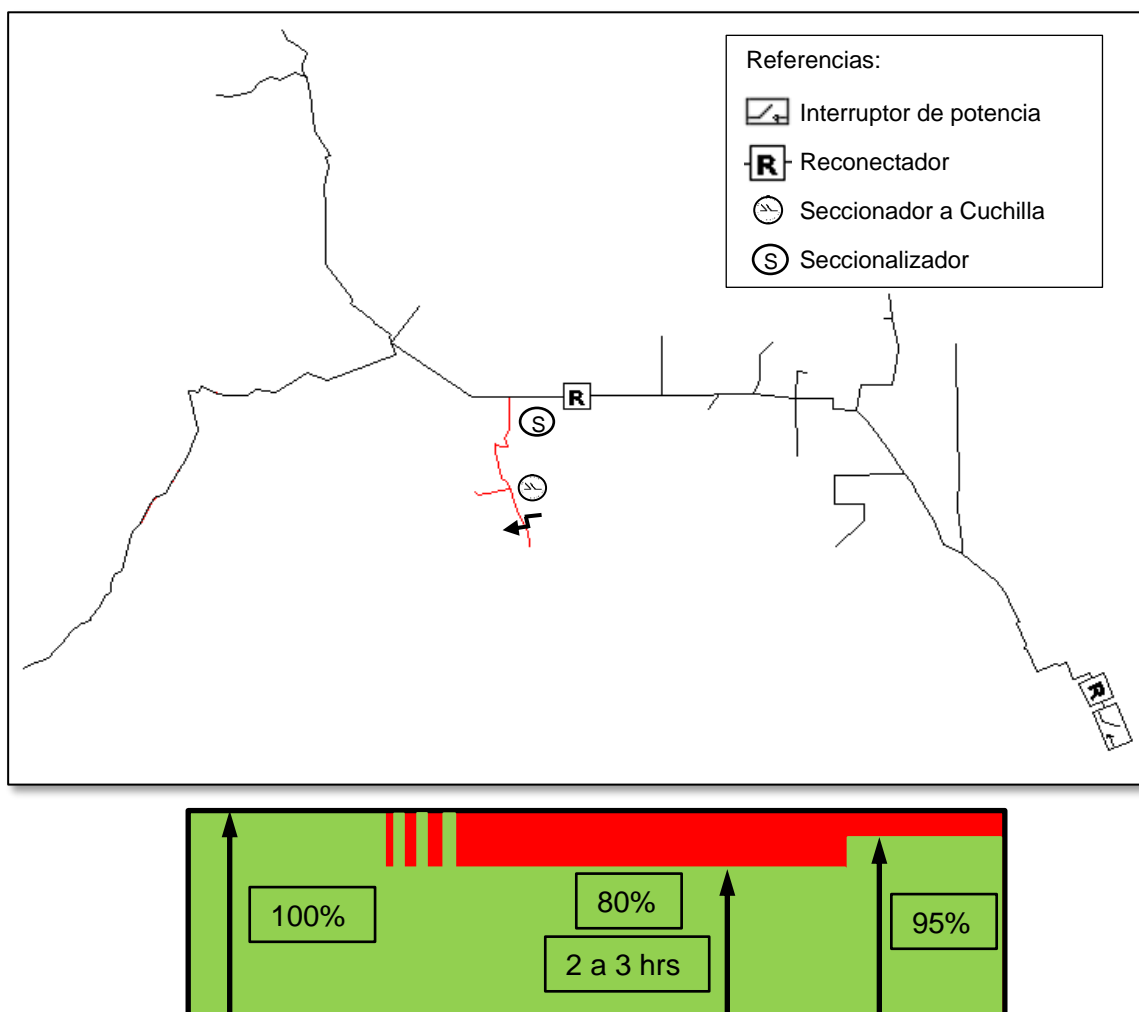


Figura 105. Respuesta ante falla del esquema con la configuración propuesta de las protecciones

En la figura anterior se ve claramente que ante la misma falla el tramo desenergizado es menor, y gracias a los reconectores, que están telecomandados, se puede conocer cuál de ellos actuó. Para este caso, el segundo reconector es el que actuó, realizando 3 recierres y en el último, el seccionalizador instalado al inicio del ramal es el encargado de despejar la falla permanente. La tarea del personal de mantenimiento consiste en concurrir hasta el lugar donde se encuentra el segundo reconector y empezar a inspeccionar los seccionalizadores instalados aguas debajo del mismo, hasta encontrar el haya actuado (fácil de identificar, caracterizado por tener las pértigas caídas).

Para esta configuración, el tiempo que se puede tardar en restituir el servicio se reduce a 2-3 horas, debido a que el tramo a inspeccionar se reduce a la mitad aproximadamente. Una vez encontrada la falla permite abrir el dispositivo de maniobra para realizar el mantenimiento necesario, mientras el resto de la red queda energizada.

Además del caso analizado, se puede mencionar que si la falla hubiera sido temporal la configuración propuesta hubiera despejado la falla.

El mismo análisis se llevó a cabo para la instalación del reconector de unión (nexo), cuyo funcionamiento fue desarrollado en el marco teórico.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

En esta sección analizaremos la conveniencia de la instalación de bancos de capacitores, bancos de reguladores y reconectores.

El valor de los materiales y la mano de obra se encuentra en dólares, por lo tanto, se obtiene el precio final de la instalación del equipo tomando como referencia el precio del dólar al día de la fecha (16 de febrero de 2017), el cual es 15,88 \$ / U\$S.

5.1 Instalación de bancos de reguladores

Como se mencionó anteriormente, los bancos de regulación se montarán de dos maneras distintas, según su ubicación en la red:

- Ubicados sobre la línea: irán montados sobre postes de alineación con postecillo y plataforma.
- Ubicados en al E.T: irán sobre una plataforma de hormigón elaborado.

En cada distribuidor se montará un banco de reguladores sobre la línea y en uno de ellos, se instalará un banco en la estación transformadora.

Vemos a continuación el listado de materiales, la mano de obra y el precio final de montaje para la instalación de un banco de reguladores monofásicos en postes de alineación individuales.

ÍTEM	Descripción	Cantidad	Precio Unitario [U\$S IVA inclu.]	Costo Total [U\$S + inclu.]
Materiales	Aislador de Porcelana	3	U\$S 10,05	U\$S 30,15
	Aislador Orgánico con horquilla 15 kV	2	U\$S 29,99	U\$S 59,98
	Arandela a presión	5	U\$S 0,80	U\$S 4,00
	Arandela Plana	5	U\$S 0,80	U\$S 4,00
	Atadura preformada	2	U\$S 3,57	U\$S 7,14
	Bloquete de acero	3	U\$S 1,05	U\$S 3,15
	Bloquete de bronce	1	U\$S 1,08	U\$S 1,08
	Cable de acero	5	U\$S 0,79	U\$S 3,95
	Cable de cobre desnudo 35mm ²	10	U\$S 3,50	U\$S 35,00
	Cruceta para Seccionadores 2,20m	1	U\$S 131,45	U\$S 131,45
	Cruceta terminal 2,10m	1	U\$S 203,57	U\$S 203,57
	Descargador de Oxido Zinc 13,2 kV-5kA	2	U\$S 55,66	U\$S 111,32
	Grampa de puesta a tierra – Diam. 14	5	U\$S 0,89	U\$S 4,45
	Pieza Intermedia HH	24	U\$S 4,02	U\$S 96,48
	Hormigón elaborado	3	U\$S 104,31	U\$S 312,93
	Jabalina de Ac-Cu D019mm-1500mm	1	U\$S 10,15	U\$S 10,15
	Morsa de retención	2	U\$S 10,36	U\$S 20,72
	Morseto de aluminio	4	U\$S 1,97	U\$S 7,88
	Perno para aislador de montaje rígido	3	U\$S 8,39	U\$S 25,17
	Placa intermedia HH a 90	2	U\$S 7,03	U\$S 14,06
	Plataforma + Soportes	1	U\$S 170,00	U\$S 170,00
	Poste 10,5 R0 1800	1	U\$S 850,00	U\$S 850,00
	Postecillo	1	U\$S 275,00	U\$S 275,00
	Regulador de Tensión Monofásico 7,6 kV In=100 A	1	U\$S 13.656,06	U\$S 13.656,06
Seccionador Unipolar a Cuchilla	3	U\$S 342,12	U\$S 1.026,36	
Terminal banderita	1	U\$S 3,09	U\$S 3,09	
Mano de Obra	Montaje, conexionado y puesta en funcionamiento	1	U\$S 5.846,00	U\$S 5.846,00
	Proyecto Y dirección Técnica	1	U\$S 1.556,93	U\$S 584,60
Total de la obra U\$S				U\$S 23.497,74
Total de la obra \$ IVA Incluido				\$ 373.144,11

Tabla 59. Costo de la instalación más provisión de un banco de regulador monofásico en poste de alineación individual.

A este precio se lo debe multiplicar por tres, ya que se instalan 3 reguladores por banco. El precio final es \$1.119.432 por banco, lo que implica que la inversión para este tipo de disposición es de \$2.238.864 por los 2 bancos a instalar.

Este valor es mucho menor, comparado con el costo en el que se incurre al ser sancionado por incumplimiento de las normas de calidad de servicio.

Para el banco de reguladores ubicado en la E.T. el listado de materiales, la mano de obra y el precio final de montaje para la instalación son los siguientes:

ÍTEM	Descripción	Cantidad	Precio Unitario [U\$S + IVA]	Costo Total [U\$S + IVA]
Materiales	CABLE 13,2KV/1X95mm ² Cu – Cat II	150	U\$S 14,50	U\$S 2.175,00
	CABLE DE 50mm ² desnudo (PaT)	80	U\$S 4,75	U\$S 380,00
	Cepos de madera	1	U\$S 200,00	U\$S 200,00
	Conjunto Terminal termocontraible ext. 13,2 KV / 95 mm ²	4	U\$S 120,00	U\$S 480,00
	Jabalina ¾ x 3m Cu- Ac	4	U\$S 22,00	U\$S 88,00
	Morsetos a compresión	30	U\$S 8,00	U\$S 240,00
	Reguladores Toshiba 7,63 kV-100 ^a	3	U\$S 11.286,00	U\$S 33.858,00
	Seccionador Bay pass 400 ^a 17,5 Kv	3	U\$S 1.100,00	U\$S 3.300,00
	Soportes Cepos	1	U\$S 450,00	U\$S 450,00
	TAC 50mm ²	20	U\$S 0,59	U\$S 11,80
	TAC 95mm ²	24	U\$S 0,89	U\$S 21,36
	Varios	1	U\$S 660,00	U\$S 660,00
Mano de Obra	Montaje, conexiónado y puesta en funcionamiento	1	U\$S 8.700,00	U\$S 8.700,00
Equipos	Camión traslado	1	U\$S 870,00	U\$S 870,00
	GRÚA	1	U\$S 750,00	U\$S 750,00
Obra Civil	Hormigón Armado	15	U\$S 185,00	U\$S 2.775,00
	Estructuras pórtico	1	U\$S 2.600,00	U\$S 2.600,00
	Varios	1	U\$S 550,00	U\$S 550,00
	Mano de Obra	1	U\$S 6.750,00	U\$S 6.750,00
Gastos Indirectos	Viático, combustible, consumibles, elementos de seguridad, etc.	1	1.250,00	U\$S 1.250,00
Total de la obra U\$S				U\$S 87.925,18
Total de la obra \$ IVA INCLUIDO				\$ 1.396.251,90

Tabla 60. Costo de la instalación más provisión de los 3 bancos de reguladores monofásicos en la E.T.

Este valor es mucho menor, comparado con el costo en el que se incurre al ser sancionado por incumplimiento de las normas de calidad de servicio.

5.2 Instalación de bancos de capacitores

En cada distribuidor se montarán dos bancos de capacitores y se montarán sobre postes de alineación.

Se detalla a continuación el listado de materiales, la mano de obra y el precio final de montaje para la instalación de un banco de capacitores trifásicos en poste.

ÍTEM	Descripción	Cantidad	Precio Unitario [U\$S + IVA]	Costo Total [U\$S + IVA]
Materiales	Cable de Cobre desnudo 35mm ²	20	U\$S 3,56	U\$S 71,20
	Capacitor trifásico 13,2 kV - 50 kVAr	1	U\$S 940,00	U\$S 940,00
	Descargadores 12kV 5kA con desligador	3	U\$S 69,00	U\$S 207,00
	Fusible Positrol	3	U\$S 18,00	U\$S 54,00
	Jabalina ¾ x 1,5m Cu- Ac	2	U\$S 13,20	U\$S 26,40
	Seccionador Kearney 17,5 kV 100 ^a	3	U\$S 73,00	U\$S 219,00
	Soporte Hierro Galvanizado con bridas	1	U\$S 760,00	U\$S 760,00
	TAC 50mm ²	20	U\$S 0,59	U\$S 11,80
	Varios	1	U\$S 230,00	U\$S 230,00
Mano de Obra	Montaje, conexionado y puesta en funcionamiento	1	U\$S 780,00	U\$S 780,00
Equipos	Camión traslado	1	U\$S 870,00	U\$S 870,00
	GRÚA con barquilla	1	U\$S 350,00	U\$S 350,00
Gastos Indirectos	Viático, combustible, consumibles, elementos de seguridad, etc.	1	U\$S 550,00	U\$S 550,00
Total de la obra U\$S				U\$S 6.742,30
Total de la obra \$ IVA INCLUIDO				\$ 107.067,76

Tabla 61. Costo de la instalación más provisión de un banco de capacitores trifásicos en poste

Se instalarán 2 bancos de capacitores por distribuidor, por lo que el monto total es \$ 428.271.

5.3 Instalación de reconectores

Como se mencionó anteriormente, los reconectores se montarán sobre postes de alineación.

En cada distribuidor se montarán dos reconectores, además de un reconector que se utilizará como enlace para situaciones de emergencia.

Se detalla a continuación el listado de materiales, la mano de obra y el precio final de montaje para la instalación de un reconector tripolar en poste.

ÍTEM	Descripción	Cantidad	Precio Unitario [U\$S + IVA]	Costo Total [U\$S + IVA]
Materiales	Aislador de Porcelana	3	U\$S 10,05	U\$S 30,15
	Aislador Orgánico con horquilla 15 kV	6	U\$S 29,99	U\$S 179,94
	Arandela a presión	5	U\$S 0,80	U\$S 4,00
	Arandela Plana	5	U\$S 0,80	U\$S 4,00
	Atadura preformada	6	U\$S 3,57	U\$S 21,42
	Bloquete de acero	3	U\$S 1,05	U\$S 3,15
	Bloquete de bronce	1	U\$S 1,08	U\$S 1,08
	Cable de acero	15	U\$S 0,79	U\$S 11,85
	Cable de cobre desnudo 35mm ²	10	U\$S 3,50	U\$S 35,00
	Cruceta para Seccionadores 2,20m	1	U\$S 131,45	U\$S 131,45
	Cruceta terminal 2,10m	1	U\$S 203,57	U\$S 203,57
	Descargador de Oxido Zinc 13,2 kV-5kA	2	U\$S 55,66	U\$S 111,32
	Grampa de puesta a tierra - Diam. 14	5	U\$S 0,89	U\$S 4,45
	Pieza intermedia HH	5	U\$S 4,02	U\$S 20,10
	Hormigón elaborado	3	U\$S 104,31	U\$S 312,93
	Jabalina de Ac-Cu D019mm-1500mm	1	U\$S 10,15	U\$S 10,15
	Morsa de retención	6	U\$S 10,36	U\$S 62,16
	Morseto de aluminio	12	U\$S 1,97	U\$S 23,64
	Perno para aislador de montaje rígido	3	U\$S 8,39	U\$S 25,17
	Pieza intermedia HH a 90	12	U\$S 7,03	U\$S 84,36
	Poste 10,5 R0 1800	1	U\$S 850,00	U\$S 850,00
	Reconectador tripolar 630A 13.2 kV	1	U\$S 17.303,00	U\$S 17.303,00
Seccionador Unipolar a Cuchilla	9	U\$S 342,12	U\$S 3.079,08	
Terminal banderita	1	U\$S 3,09	U\$S 3,09	
Mano de Obra	Montaje, conexiónado y puesta en funcionamiento	1	U\$S 5.846,00	U\$S 5.846,00
	Proyecto Y dirección Técnica	1	U\$S 1.169,20	U\$S 1.169,20
Total de la obra U\$S				U\$S 29.530,26
Total de la obra \$ IVA Incluido				\$ 468.940,53

Tabla 62. Costo de la instalación más provisión de un reconectador tripolar en poste

Teniendo en cuenta que, en ambos distribuidores se instalarán 2 reconectores en cada uno más uno común a ambos (reconectador de enlace), el monto total por la instalación de reconectores asciende a \$2.344.702.

5.4 Instalación de seccionadores

Como se mencionó anteriormente, los seccionadores se instalarán en postes, sobre crucetas.

Vemos a continuación el listado de materiales, la mano de obra y el precio final de montaje para la instalación de seccionadores unipolares.

ÍTEM	Descripción	Cantidad	Precio Unitario [U\$S + IVA]	Costo Total [U\$S + IVA]
Materiales	Aislador de Porcelana	3	U\$S 10,05	U\$S 30,15
	Aislador Orgánico con horquilla 15 kV	6	U\$S 29,99	U\$S 179,94
	Arandela a presión	5	U\$S 0,80	U\$S 4,00
	Arandela Plana	5	U\$S 0,80	U\$S 4,00
	Atadura preformada	6	U\$S 3,57	U\$S 21,42
	Bloquete de acero	3	U\$S 1,05	U\$S 3,15
	Cable de acero	15	U\$S 0,79	U\$S 11,85
	Cruceta para Seccionadores 2,20m	1	U\$S 131,45	U\$S 131,45
	Grampa de puesta a tierra - Diam. 14	5	U\$S 0,89	U\$S 4,45
	Pieza intermedia HH	5	U\$S 4,02	U\$S 20,10
	Morsa de retención	6	U\$S 10,36	U\$S 62,16
	Morseto de aluminio	12	U\$S 1,97	U\$S 23,64
	Perno para aislador de montaje rígido	3	U\$S 8,39	U\$S 25,17
	Pieza intermedia HH a 90	12	U\$S 7,03	U\$S 84,36
	Seccionador para base Kearney	3	U\$S 665,50	U\$S 1.996,50
	Terminal banderita	1	U\$S 3,09	U\$S 3,09
Mano de Obra	Montaje, conexionado y puesta en funcionamiento	1	U\$S 800,00	U\$S 800,00
Total de la obra U\$S				U\$S 3.405,43
Total de la obra \$ IVA Incluido				\$ 54.078,23

Tabla 63. Costo de la instalación más provisión de 3 seccionadores unipolares sobre crucetas

Se instalarán 4 conjuntos de seccionadores en el distribuidor Serrezuela-Pichanas, por lo que el monto final es \$ 216.312; mientras que en el distribuidor Bañado-Marmolera se instalarán 6 conjuntos, por lo tanto el monto es \$ 324.468. El monto total de instalación asciende a \$540.780.

Resumen económico

A continuación se analizan económicamente las propuestas anteriormente presupuestadas para ambos distribuidores y se comparan los montos finales con el valor de las sanciones por periodo, con el fin de mostrar la conveniencia de la instalación de las nuevas tecnologías propuestas.

Se analizan por separado los casos de calidad de producto técnico y calidad de servicio técnico. En este análisis no se ha tenido en cuenta las sanciones que se producen por reincidencia en las fallas; y tampoco se tuvo en cuenta el mantenimiento que se le debe realizar a los equipos.

Además, se debe tener en cuenta que, para el cálculo de los montos de las sanciones se están considerando solamente dos de los cuatro distribuidores existentes en la estación transformadora. Por lo tanto, la cooperativa estará sometida a sanciones mayores si en los restantes distribuidores se tienen inconvenientes respecto a la calidad de servicio que se está brindando. Esto es justificativo aún mayor para la conveniencia de realizar inversiones que mejoren las prestaciones existentes.

Calidad de producto técnico:

Para el período de 5 años, se propone realizar la instalación de tres bancos de capacitores y dos bancos de reguladores de tensión inductivos. En las siguientes tablas se observan el monto final de la sanción por incumplimiento y el monto final de la inversión.

Sanciones	Distribuidor Serrezuela - Pichanas	Distribuidor Bañados - Marmolera	Para ambos distribuidores
Anual	\$625.569,31	\$531.663,88	\$1.157.233,19
5 años	\$3.127.846,53	\$2.658.319,38	\$5.786.165,91

Inversiones a 5 años	Cantidad	Monto final	Amortización en años	Ahorro por Inversión
<i>Reguladores de tensión</i>	2	\$2.238.864,66	-	-
<i>Banco de Capacitores</i>	3	\$321.203,28	-	-
Monto Final		\$2.560.067,94	2,21	\$3.226.097,97

Tabla 64. Comparación entre los costos en sanciones y en inversiones propuestas para la calidad del producto técnico a 5 años

Se puede observar claramente que las inversiones propuestas se amortizan en un período de unos dos o tres años, en comparación con el monto de la sanción económica a la que se incurre al estar fuera de los parámetros que establece la normativa.

Si se aplicaran dichas mejoras, se lograría que las sanciones económicas cesen. Por lo tanto esto generaría un ahorro a la compañía proveedora. En este caso, el monto sería de \$3.226.097.

Para el período de 10 años, se propone realizar la instalación de un banco de capacitores y un banco de reguladores de tensión inductivos. En este caso, el banco de reguladores se encuentra instalado a nivel, en la estación transformadora. Se tiene en cuenta en este caso, que las sanciones hasta los 5 años ya se encuentran aplicadas con anterioridad, por lo que se las resta para este caso. En las siguientes tablas se observan el monto final de la sanción por incumplimiento y el monto final de la inversión.

Sanciones	Distribuidor Serrezuela - Pichanas	Distribuidor Bañado - Marmolera	Para ambos distribuidores
Anual	\$1.684.166,36	\$1.026.637,60	\$2.710.803,96
10 años	\$16.841.663,60	\$10.266.375,97	\$27.108.039,57

Sanciones	Finales
Anual de 5 a 10 años	\$4.264.374,73
10 años	\$21.321.873,66

Inversiones a 10 años	Cantidad	Monto final	Amortización en Años	Ahorro por Inversión
Reguladores de tensión	1	\$1.396.251,90		-
Banco de Capacitores	1	\$107.067,76		-
Monto Final		\$1.503.319,66	0,35	\$19.818.554,00

Tabla 65. Comparación entre los costos en sanciones y en inversiones propuestas para la calidad del producto técnico a 10 años

Se puede observar que las inversiones propuestas se amortizan en un período de un año, en comparación con el monto de la sanción económica a la que se incurre al estar fuera de los parámetros que establece la normativa. Esto es consecuencia de que los valores de las sanciones que se exponen en este período no tienen en cuenta las mejoras que se hubieran realizado en los primeros 5 años, sino que, se considera que no se ha realizado ninguna inversión en mejoras y que la calidad del producto técnico se ha visto empeorada con el pasar de los años.

En este caso, el monto que se ahorra la cooperativa representa un valor de \$ 19.818.554 lo que significa una suma de dinero considerable.

Como conclusión de este análisis, la calidad de producto técnico puede ser mejorada considerablemente con inversiones que se amortizarían rápidamente cuando se comparan con los montos que se incurren al ser sancionados por el ente regulador al encontrar incumplimientos respecto a los parámetros establecidos por la normativa vigente.

Calidad de servicio técnico:

Para la solución de este aspecto, se propone la instalación de 5 reconectores y 10 seccionalizadores. No se establece un período fijo en el cual realizar la instalación, pero suponemos que se instalarán dentro de los 5 años, para evitar que las sanciones continúen en el tiempo. En las siguientes tablas se observan el monto final de la sanción por incumplimiento y el monto final de la inversión.

Sanciones	Para ambos distribuidores
Anual	\$759.537,78
5 años	\$3.797.686,00
10 años	\$7.595.378,00

Inversiones a 5 años	Cantidad	Monto final	Amortización en Años	Ahorro por Inversión
Reconectores	5	\$2.344.702,65		-
Seccionalizadores	10	\$540.782,30		-
Monto Final		\$2.885.484,95	3,80	\$912.201,05

Tabla 66. Comparación entre los costos en sanciones y en inversiones propuestas para la calidad del servicio técnico a 5 años

Se puede observar que las inversiones propuestas se amortizan en un período de cuatro años aproximadamente, en comparación con el monto de la sanción económica a la que se incurre al estar fuera de los parámetros que establece la normativa.

Si se aplicaran dichas mejoras, se lograría que las sanciones económicas cesen y, por lo tanto, se generaría un ahorro a la compañía proveedora. En este caso, el monto sería de \$916.201 considerando un período de 5 años o, \$4.709.893 si se considera un período de 10 años. Para cualquiera de los casos, el ahorro sería significativo.

Además, se debe tener en cuenta que este análisis está ligado a la estadística con la cual se producen las fallas, que puede ser mayor o menor dependiendo de las circunstancias que se presenten en el periodo de medición. En caso de que las fallas sean mayores o que tenga mayor duración, se obtendrá un beneficio económico mayor al que se produce actualmente.



Como conclusión de este análisis, la calidad de servicio técnico puede ser mejorada considerablemente con inversiones que se amortizarían en períodos convenientes cuando se comparan con los montos que se incurren al ser sancionados por el ente regulador al encontrar incumplimientos respecto a los parámetros establecidos por la normativa vigente.

6. CONCLUSIÓN

Con la implementación de estas nuevas tecnologías tratadas en el proyecto actual, es posible mejorar la calidad del servicio suministrado, de forma tal que los índices de calidad cumplan con los estándares definidos por la normativa vigente.

La inminente aplicación de sanciones correctivas, las cuales pueden representar importantes montos económicos para las cooperativas de la provincia de Córdoba, nos lleva a pensar que es viable un plan de inversión a corto y mediano plazo en donde se instalen nuevas tecnologías para una mejora integral en la calidad de la energía suministrada, ya sea a nivel producto, disminuyendo los elevados valores de caída de tensión o evitando sobretensiones nocivas para usuarios; o con respecto a la calidad del servicio técnico, con la disminución sistemática de los tiempos de salida de servicio de líneas, aumentando la flexibilidad de la distribución, disminuyendo el stock innecesario de materiales y costo de logística en la ubicación y reparación de fallas. Como consecuencia de todo esto, se mejora la satisfacción del cliente.

Esta decisión de implementar nuevas tecnologías quedará ligada a la idoneidad del personal encargado del suministro de la energía en la provincia de Córdoba, pero también es necesario que el cliente exija que el producto y el servicio por el cual paga, sea acorde a los estándares que la normativa vigente establece. Por todo esto, en caso de incumplimiento de las normas de calidad de servicio, la imagen de la empresa queda expuesta a una sentencia social por la falta de compromiso mostrado con respecto a las condiciones con las cuales se está brindando el servicio.

La utilización de nuevas tecnologías en lo inherente a protección y comando de redes hace más eficiente los sistemas de transporte y distribución de la energía desde la fuente generación hasta el usuario final, promoviendo el ahorro y conduciendo a la mejora continua por parte de las prestadoras de servicio.

En los tiempos actuales, donde el término “*crisis energética*” ha sido instaurado en la sociedad, resulta vital un aprovechamiento eficiente de los recursos disponibles y un consumo responsable de la sociedad. Es por esto, que todos los integrantes del mercado eléctrico mayorista (MEM) deben ajustarse a las exigencias actuales de una sociedad moderna que avanza a pasos agigantados en cuanto consumo de energía, todo esto sumado a los innumerables avances tecnológicos que han sido desarrollados en los últimos años y que traen innumerables beneficios a este sector.

Esta planificación del sector eléctrico a nivel nacional se debe realizar a largo plazo, independientemente del signo político del gobierno de turno, teniendo como principal objetivo que el desarrollo de la infraestructura del Sistema Eléctrico Argentino sea lo suficientemente satisfactorio como para acompañar el crecimiento económico y social del país.

Todas las tecnologías que se nombran en este trabajo se han comenzado a implementar, en numerosos casos, en varias provincias de la República Argentina y también, en países vecinos. Bajo este marco, la provincia de Córdoba deberá implementar planes de inversión viables para no quedar fuera de la ola de avances tecnológicos que se están produciendo en el sector eléctrico.

Como estudiantes de la carrera Ingeniería Mecánica Electricista, comprometidos con los problemas presentes en la sociedad que habitamos, creemos necesario involucrarse activamente en la resolución de los mismos; es por ello que el presente proyecto intenta dar una visión objetiva de la situación actual que están atravesando varias redes de distribución radial, y aportar desde una perspectiva académica, una posible solución.

Esperamos que este trabajo pueda ser utilizado como punto de partida para la confección de proyectos eléctricos y sea de utilidad para el análisis de la viabilidad de planes de inversión en nuevas tecnologías.

6.1 Calidad de producto técnico

Existen otras soluciones posibles para disminuir las caídas de tensión excesivas que se producen en la línea. Una de ellas, comprende el reemplazo del conductor existente por uno de mayor sección, lo que disminuiría la caída de tensión debido a una reducción en la impedancia característica del conductor. Esta solución es costosa y presenta la desventaja que se tendría que desenergizar la línea existente para permitir desmontar el tramo a reemplazar o, en todo caso, se debería instalar un tendido cuya traza sea paralela a la existente, para luego interconectarlas y evitar la pérdida del suministro de energía por tiempo prolongado. Esta opción no solo implicaría el costo del conductor, ya que se deberían proveer e instalar los apoyos con sus herrajes correspondientes, lo que llevaría a que los tiempos de trabajo sean muy superiores con respecto a las opciones que se tratan en el presente trabajo.

Otra solución a proponer, pero de mayor índole, consistiría en cambiar el nivel de tensión de la red, elevándolo de 13,2 a 33 kV. Para llevar a cabo esta opción se necesitan cambiar los transformadores de potencia en la estación transformadora como todos los transformadores de distribución existentes debido a que su primario está diseñado para soportar una tensión nominal de 13,2 kV. Además se necesitaría instalar nuevas líneas para la nueva tensión proyectado, implicando cambios de postes, herrajes y conductores.

Esta solución sería la ideal desde el punto de vista de la eficiencia energética pero implicaría una inversión de otra envergadura, para la cual se requeriría del compromiso tanto de las cooperativas como de la EPEC. Dicha propuesta, está siendo fuertemente analizada a nivel nacional a fin de disminuir las pérdidas de energía en lo que corresponde a la distribución de la misma. Se han realizado estudios económicos donde se constata que la implementación de un nivel de tensión de 33 kV es más costosa que en el nivel anterior, pero se justifica ampliamente con la reducción de las secciones del conductor, pérdidas de energía y cantidad de estaciones transformadoras a instalar. Se espera que en el transcurso de los años próximos, se empiece implementar el criterio antes descrito, para lo cual se encuentra en proceso de desarrollo una Ley a nivel Nacional, la cual trata sobre la eficiencia energética.

Existe también una alternativa directa a los reguladores de tensión inductivos que son los reguladores bajo carga. Estos dispositivos son instalados en los transformadores de potencia que se encuentran instalados en la estación transformadora y permiten variar la tensión de la línea en función de la caída de tensión que se produce en la misma. Son utilizados para grandes potencias, por lo general a partir de los 25 MVA ya que su costo es elevado y debe ser comparado con el precio de los transformadores para definir si es económicamente viable realizar su instalación. Debido a que en la situación actual los transformadores no poseen potencias mayores a 10 MVA, no se los considera como una opción económicamente factible; sin embargo, lo pueden ser en un futuro cercano.

A partir de los aspectos analizados, la implementación de reguladores inductivos de tensión y bancos de capacitores, en redes existentes que se encuentran con problemas en lo relacionado a caída de tensión, presentan numerosas ventajas y básicamente la diferencia radica en el costo total de la obra y en el tiempo de instalación, lo que permite obtener una acción rápida y económicamente viable a la problemática existente.

6.2 Calidad de servicio técnico

Una de las alternativas comúnmente utilizada para la reducción de la frecuencia de la salida de servicio en lugares donde existen problemas con árboles, animales y conductores que se tocan, consiste en la utilización de conductores protegidos no aislados (no presentan confinamiento pleno del campo eléctrico), los cuales permiten eliminar los problemas antes mencionados por poseer una capa de material semiconductor y una o dos capas de material aislante que lo protegen de contactos accidentales y evitan que se produzca la falla. Este tipo de mejora implica que se deba instalar el nuevo conductor en la red existente, provocando que el sistema se encuentre indisponible hasta su culminación, o se puede realizar una línea totalmente nueva para luego realizar una interconexión, evitando la indisponibilidad del sistema por tiempos elevados.

Estas alternativas resultan más costosas en comparación con la que en el presente proyecto se analiza, ya que implica la instalación de nuevos postes, conductores y, además, mano de obra, logística y materiales mucho más importantes que los que se utilizan para montar reconectores y seccionadores en la línea

Existen además diversos métodos para mejorar la confiabilidad del sistema, dentro de los cuales podemos nombrar: la poda de árboles, protección contra animales, protección contra descargas atmosféricas como también el mantenimiento preventivo de la red. Todas ellas son soluciones parciales, ya que el problema es solucionado temporalmente, hasta que la causa que generaba la falla vuelva a repercutir en el sistema.

A partir de lo anteriormente analizado, la implementación de reconectores y seccionadores, en redes existentes que se encuentran sometidas a una gran cantidad de fallas transitorias que dejan sin servicio a una gran cantidad de usuarios o que implican un tiempo elevado hasta su reparación, presentan numerosas ventajas y básicamente la diferencia radica en el costo total de la obra y en el tiempo de instalación, lo que permite obtener una acción rápida y económicamente viable a la problemática existente.

7. ANEXOS

7.1. Marco Legal

7.1.1 ERSeP

El Ente Regulador de los Servicios Públicos de Córdoba, en adelante ERSeP, es un organismo de carácter autárquico dependiente del Ministerio de Agua, Ambiente y Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba. Organismo de regulación y control, creado para controlar que sean respetados los derechos ciudadanos (art. 42 de la Constitución Nacional, art. 75 de la C.P., Ley 8835 y art. 46 y Ley 8836) en el uso de los servicios públicos, ya sean estos oficiales, permissionados o concesionados a particulares.

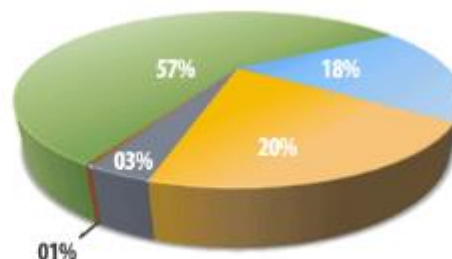
Este organismo preserva el interés público, regula y controla los servicios públicos provinciales, dentro de los cuales se encuentra la Energía Eléctrica y sus funciones comprenden:

- El dictado de la normativa regulatoria
- Control y aplicación de sanciones
- Participación en la solución de conflictos entre las partes del sistema.
- El estímulo de la calidad y eficiencia de los prestadores
- La aplicación de los incentivos relativos a la actividad regulada de conformidad con las políticas sectoriales.

La Gerencia de Energía Eléctrica del ERSeP regula y controla la actividad de 204 cooperativas eléctricas en todo el territorio provincial y de la Empresa Provincial de la Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba (EPEC).

Dentro de los reclamos recibidos por el ERSeP en el año 2015, el sector eléctrico es el que mayor incidencia ha tenido, con el 57%. Este valor se lo podría tomar como una referencia para saber en qué estado se encuentra la calidad del servicio de energía eléctrica en la Provincia de Córdoba.

57% RECLAMOS Gerencia de Energía
18% RECLAMOS Gerencia de Agua
20% RECLAMOS Gerencia de Transporte
03% RECLAMOS Gerencia de Vial
01% RECLAMOS Área Antena



7.1.2 Derechos de los Usuarios – Ley N° 8835

La ley N° 8835 establece que todas las personas que habitan la Provincia de Córdoba, tienen derecho a:

- Obtener prestaciones y servicios públicos de calidad, efectivos para satisfacer sus necesidades y en plazos adecuados. Los mismos deberán prestarse mediante métodos y tecnologías modernas, centradas en la satisfacción del ciudadano.
- Manifestar su queja ante la prestación o servicio que recibe y exigir una respuesta documentada a su reclamo.

7.1.3 Resolución General N° 08

A partir de la ley N°8836, art. 46, se establece que: *“los servicios públicos podrán ser prestados por prestadores privados o públicos que hayan sido habilitados para operarlos mediante concesión, licencia, permiso o autorización. Los prestadores estarán sometidos al control del Ente Regulador de los Servicios Públicos”*

En el contrato de referencia para la concesión del servicio público, art.19, inciso 1, aclara que será obligación de las Concesionarias prestar el Servicio Público según los Niveles detallados en el Anexo VI, donde está expresado: *“Efectuar las inversiones, y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad...”*

El 23 de Julio de 2014 se dictó la Resolución General N°08, la cual es una normativa regulatoria que surge a partir de la necesidad de establecer las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones, aplicable al servicio de distribución de energía eléctrica suministrado por las Cooperativas Distribuidoras, también llamadas concesionarias, a los fines de determinar los correctos parámetros en la prestación del servicio. La misma fue dictada por el ERSeP y este mismo organismo es el encargado de controlar y exigir su cumplimiento.

La concesionaria deberá cumplir con las exigencias mínimas establecidas en la presente Norma, realizando los trabajos e inversiones necesarias de manera tal de asegurar la prestación del servicio con la calidad mínima indicada. Las disposiciones establecidas, serán de aplicación para todos los tipos y categorías de suministros.

El incumplimiento de las pautas establecidas será reprimido mediante la aplicación de sanciones, las cuales se encontrarán basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al usuario recibir un servicio fuera de los parámetros de calidad establecidos.

La normativa considera que tanto el aspecto técnico como el comercial del servicio deben reunir condiciones mínimas de calidad, para ello se definen los parámetros a controlar:

- Calidad del Producto Técnico (CPT): evalúa la calidad de la onda de tensión suministrada. Evalúa el nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones.
- Calidad del Servicio Técnico (CST): evalúa la frecuencia, duración media y severidad de las interrupciones en el suministro.
- Calidad del Servicio Comercial (CSC): evalúa la atención comercial brindada por la concesionaria a sus clientes.

La norma establece 4 etapas con niveles de exigencia crecientes en la calidad del servicio, a fin que las cooperativas adecuen su situación, de acuerdo al siguiente cronograma:

- Etapa Preliminar: comienza a partir de la fecha de puesta en vigencia la presente norma, teniendo una duración de 6 (seis) meses. Se define y desarrolla el método de medición y control de los indicadores.
- Etapa de Prueba: inicia con la finalización de la etapa anterior, y tiene una duración de 6 meses. Se pone en marcha y a prueba el método definido por la misma.
- Etapa de Transición: tendrá una duración de un 1 año a contar desde la culminación de la etapa anterior. En ella se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa.
- Etapa de Régimen: Tendrá su inicio con la culminación de la etapa de transición y en ella se exigirá a que gradualmente el control de la prestación del servicio se realice a nivel de cada suministro.

Las 4 etapas estarán sometidas a sanciones por incumplimientos en órdenes de servicio o resoluciones emitidas por el ERSeP. Además a las dos últimas etapas se le agregarán sanciones por incumplimientos en el relevamiento, entrega y confiabilidad de la información y sanciones por apartamientos respecto de los límites admisibles. Como consecuencia de los cambios políticos y económicos acontecidos después de la publicación de las reglamentaciones, se difirió el cronograma inicial de implementación de las etapas. Actualmente no se ha llegado a la etapa de transición, pero consideramos que el sinceramiento tarifario permitirá a mediano plazo a las distribuidoras de la provincia cumplir con las reglamentaciones 07 y 08 del año 2014 del ERSeP. Es por esta razón que para nuestro estudio tomaremos los indicadores de la “Etapa de Régimen”.

Se tolerará hasta un determinado límite de variaciones de los parámetros evaluados, en los suministros en que se excedan estos valores, ERSeP sancionará a la concesionaria. El monto de la sanción será reintegrado a los usuarios como un crédito en la factura inmediata posterior al periodo de control, cuyo monto será proporcional a la totalidad de energía suministrada fuera de los parámetros de calidad establecidos o a la energía no suministrada.

La tarea de relevamiento da la información necesaria para la confección de los indicadores de calidad, será responsabilidad de la concesionaria y permitirá al ERSeP supervisar su cumplimiento. Esta misma incluye:

- Campañas de medición de tensión y relevamiento de curvas de carga.
- Organización de bases de datos auditables, con información de interrupciones, relacionadas con bases de datos de topología de las redes y resultados de las campañas de medición.

El ERSeP dispondrá la aplicación de sanciones, cuando la concesionaria no cumpla con las obligaciones emergentes en la presente norma. Las mismas se deberán al incumplimiento de alguno de los parámetros exigidos como también a la falta de relevamiento y procesamiento de la información. Las sanciones dispuestas tendrán en cuenta los antecedentes de la concesionaria, y en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten la misma zona o grupo de usuarios.

Se prosigue a desarrollar lo que pide explícitamente la norma acerca a la Calidad del producto y servicio técnico.

7.1.3.1 Calidad del Producto Técnico

Los aspectos de la Calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de tensión y las perturbaciones.

Los periodos de control serán semestrales y las sanciones por incumplimiento serán retribuidas al usuario mediante un crédito en la facturación inmediata.

7.1.3.1.1 Nivel de Tensión

Se efectuarán los controles de nivel de tensión que se determinen convenientes tanto para la etapa de transición como la de régimen. Si como resultado de los mismo se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles para la etapa correspondiente durante un tiempo superior al tres por ciento (3%) de la duración del período en que se efectúe la medición, la cooperativa en la etapa de transición, deberá hacer las inversiones necesarias para la corrección de los inconvenientes, sin la aplicación de sanciones relativas a los niveles

de tensión obtenidos. En cambio, para la etapa de régimen el incumplimiento estará sujeto a la aplicación de sanciones.

Los usuarios afectados por la calidad del producto técnico en evaluación serán los abastecidos por las instalaciones (estaciones transformadoras AT/MT, centros de transformación MT/BT o puntos de suministro según corresponda) donde se ha dispuesto la medición que registra los eventos anómalos.

Las sanciones se calcularán valorizando la totalidad de la energía suministrada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos en función de los valores correspondientes a la etapa de régimen. A su vez para determinar esta energía se deberá medir, simultáneamente con el registro de tensión, la demanda que establece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión.

Nivel de tensión en la etapa de Transición

Las variaciones porcentuales admitidas en esta etapa son:

ETAPA DE TRANSICIÓN	
NIVEL DE TENSIÓN	ΔU Admisible
Alta Tensión	$\pm 7,0 \%$
Media Tensión	$\pm 10,0 \%$
Baja Tensión	$\pm 10,0 \%$
Zonas rurales, en el punto de suministro	$\pm 13,0 \%$

Las obligaciones de la concesionaria, en esta etapa son básicamente 3, las cuales describiremos a continuación:

- Se debe efectuar un control periódico de los niveles de tensión de salida de todas las barras, en las estaciones transformadoras AT/MT.
- Se debe efectuar mensualmente el registro de tensión en las barras de BT de al menos el uno por ciento (1%) de los centros de transformación MT/BT, durante un periodo no menor a 7 (siete) días corridos. Al mismo tiempo se deberá registrar la potencia entregada, de forma tal de permitir la determinación de la energía suministrada. De esta manera cuando se tenga una tensión fuera de los parámetros de calidad establecidos, se tendrá la energía suministrada en esas condiciones.
- Efectuar un registro mensual del nivel de tensión en el punto de suministro de 0,005% de los usuarios con demanda de hasta cuarenta (40) kW y del uno por

ciento (1%) de los usuarios de más de cuarenta (40) kW, no pudiendo resultar esta cantidad inferior a 10 (diez) registros mensuales.

Nivel de tensión en la etapa de Régimen

Las variaciones porcentuales de las tensiones admitidas con respecto al valor nominal en esta etapa, serán las siguientes:

ETAPA DE RÉGIMEN	
NIVEL DE TENSIÓN	ΔU Admisible
Alta Tensión	$\pm 7,0 \%$
Media Tensión	$\pm 8,0 \%$
Baja Tensión	$\pm 8,0 \%$
Zonas rurales, en el punto de suministro	$\pm 12,0 \%$

Para los dos (2) primeros años contados desde el inicio de la etapa, los controles para la determinación de sanciones se efectuarán en base a idénticos procesamientos a los definidos para la etapa de transición. Lo que se busca es que gradualmente y a lo largo del periodo indicado, los niveles de tensión se determinen mediante campañas de medición que permitan adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de tensión en suministros a los usuarios, centros de transformación MT/BT y en distintos puntos de la red.

7.1.3.1.2 Perturbaciones

Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión, las caídas de tensión y el contenido de armónicos.

La concesionaria será la responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable definido como Nivel de Referencia, y este tendrá la posibilidad de un cinco por ciento (5 %) de ser superado. Dichos valores serán determinados por el ERSeP.

La concesionaria se encargará de:

- Fijar los límites de emisión para el equipamiento tanto propio como el utilizado por los usuarios ubicados dentro del área de concesión.
- Controlar a los grandes usuarios a través de límites de emisión que pueden fijarse por contrato.
- Emplazar a los usuarios que excedan los límites permitidos, a los fines que adopten las medidas correctivas correspondientes. Los valores y formas de penalización deberán ser conciliados entre la concesionaria y el ERSeP.

7.1.3.1.3 Sanciones

Para el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, las sanciones se calcularán en base de la valorización de la totalidad de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad establecidos, de acuerdo a lo establecido para la etapa de régimen en la tabla indicada a continuación:

NIVEL DE TENSIÓN:	ALTA TENSIÓN
VARIACIÓN DE TENSIÓN (%)	VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA (\$/kWh)
$7 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,080
$11 \leq \Delta U < 13$	0,165
$13 \leq \Delta U < 15$	0,600
$15 \leq \Delta U < 18$	1,400
$18 \leq \Delta U$	2,000

NIVEL DE TENSIÓN:	MEDIA Y BAJA TENSIÓN
VARIACIÓN DE TENSIÓN (%)	VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA (\$/kWh)
$8 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,065
$11 \leq \Delta U < 13$	0,120
$13 \leq \Delta U < 15$	0,600
$15 \leq \Delta U < 18$	1,400
$18 \leq \Delta U$	2,000

SUMINISTROS RURALES	
VARIACIÓN DE TENSIÓN (%)	VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA (\$/kWh)
$12 < \Delta U < 14$	0,045
$14 \leq \Delta U < 16$	0,220
$16 \leq \Delta U < 18$	1,350
$18 \leq \Delta U$	2,000

Dónde:

$$\Delta U = \frac{\text{abs}(U - U_s)}{U} \times 100$$

$\text{abs}(U - U_s)$: Es el valor absoluto de la diferencia entre la tensión nominal (U) y la tensión real del suministro (U_s).

Las sanciones se extenderán pasado el periodo de medición hasta que la concesionaria demuestre de forma fehaciente, mediante la realización de un nuevo registro, que el inconveniente está solucionado.

La extensión de la sanción será proporcional al período de tiempo transcurrido hasta efectuada la nueva medición que demuestre la solución del problema, determinándose de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{SANCIÓN} = (D_{pm} + D_{nm}) \times \frac{S_{pm}}{D_{pm}}$$

Dónde:

SANCIÓN: Sanción a aplicar por los resultados del semestre de control, en pesos (\$).

S_{pm} : Sanción determinada para el periodo de medición.

D_{pm} : Duración del período de medición, en días.

D_{nm} : Duración del período en días hasta la realización de la nueva medición contado a partir del día de la finalización del período de medición.

Este criterio para la valorización de la extensión de la sanción se aplicará por un periodo de hasta ciento ochenta (180) días como máximo. Si al cabo de ese tiempo no hay solución, el ERSeP podrá incrementar el monto de la misma en función de los antecedentes.

7.1.3.2 Calidad del Servicio Técnico

Las condiciones que se establecerán se corresponden con suministros abastecidos por una única alimentación, por lo que la concesionaria no está obligada a la prestación de un servicio eléctrico de reserva.

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará en base a los siguientes indicadores:

- Frecuencia de interrupciones: cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro a un usuario.
- Duración de cada interrupción: tiempo total sin suministro para cada interrupción.

Durante la etapa de prueba, se efectuarán los relevamientos de información necesaria para la determinación de los indicadores que correspondan. No se aplicaran sanciones relativas a la Calidad del Servicio Técnico.

En todas las etapas los periodos de control serán semestrales, y en caso de detectarse un incumplimiento respecto a los valores límites establecidos, en la etapa de régimen corresponderá la aplicación de sanciones.

Para la determinación de los indicadores y de las sanciones, se computan todas las interrupciones que originen la suspensión del suministro de energía eléctrica a algún usuario o al conjunto de ellos, a excepción de las interrupciones planificadas.

7.1.3.2.1 Calidad del Servicio Técnico en la etapa de Transición

El relevamiento de información y cálculo se efectuará de forma que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible el nivel de interrupciones y la duración de cada una de ellas, para saber el tiempo que permanezca sin servicio la red de distribución. En esta etapa no se aplicarán sanciones relativas a la calidad del servicio técnico.

Para la concesionaria los límites de la red sobre la cual se calcularán los indicadores son por un lado la botella terminal del alimentador de MT en la subestación AT/MT y, por el otro, los bornes de BT del transformador de rebaje MT/BT.

Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones que afecten a la Red de Distribución en Media Tensión, discriminando si la causa inicial proviene de las propias instalaciones de la concesionaria o si su origen es externo a la misma, ya sea que provenga de la instalación de un usuario de MT o BT, de otro prestador del servicio de Distribución o Transmisión, o del sistema de Generación.

Durante esta etapa no se considerarán las interrupciones originadas en la red de BT que no produzcan la salida del servicio del Centro de Transformación MT/BT al que pertenezcan.

En el siguiente cuadro se indican las causas de interrupción, las cuales se deberán identificar por un código para su agrupamiento y cómputo.

<u>CAUSAS DE INTERRUPCIÓN</u>	PROPIAS DE DISTRIBUCIÓN	Forzadas	Climáticas
			Ambientales
			Terceros
			Propias Red MT
			Red de BT
			Usuario de MT
		Otras	
		Programadas	Mantenimiento
			Ampliaciones
			Maniobras
	Otras		
	EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	Sistema propio de Transporte de AT	
		Otro prestador de Distribución	
		Otro prestador de Transporte	
Sistema de Generación			
Restricción de carga			
Otras			

En caso de superarse los límites establecidos para cada indicador, discriminado por el tipo de causa que lo provoque, la concesionaria deberá determinar los trabajos e inversiones a realizar para solucionar los inconvenientes presentados, su financiamiento y plazos de ejecución.

A los efectos del control, los indicadores que se calcularán serán:

- Índices de interrupción por KVA nominal
 - Frecuencia media de interrupción (FMIK)
 - Duración media de Interrupción (DMIK)
- Índices de interrupción adicionales
 - Frecuencia media de interrupción por transformador (FMIT)
 - Duración media de interrupción por transformador (DMIT)
 - Tiempos medios de primer y última reposición por transformador (TPRT y TURT)
 - Tiempos medios de primer y última reposición por kVA (TPRK y TURK)
 - Energía nominal indisponible (ENI)
- Índices de interrupción por cada 100 km de línea y 100 centros de transformación MT/BT.

“De los índices anteriormente mencionados, solamente serán controlados los de interrupción por kVA nominal.”

Se procede a describir únicamente a los indicadores de interrupción por kVA Nominal Instalado, el método de cálculo y los valores admitidos, ya que son los únicos que incidirán en la multa en caso de su incumplimiento. Los índices a calcular tanto para Causas propias de distribución como para causas externas de la distribución, son los siguientes:

1. Frecuencia media de interrupción por kVA instalado(FMIK):

En un periodo determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio. Se calculará bajo la siguiente expresión:

$$FMIK = \frac{\sum_i kVA f s_i}{kVA_{inst}}$$

Dónde:

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio por causa considerada, en el semestre que se está considerando.

$kVA f s_i$: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i.

kVA_{inst} : Cantidad de kVA nominales instalados.

2. Duración media de interrupción por kVA (DMIK):

En un periodo determinado representa el tiempo en que el kVA promedio quedo fuera de servicio.

$$DMIK = \frac{\sum_i kVAfs_i \times Tfs_i}{\sum_i kVAfs_i}$$

Dónde:

Tfs_i : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las interrupciones i.

Los valores límites admitidos para estos índices, discriminados en función de las causas de interrupción, especificados para los primeros 6 meses (primera sub etapa) y para los segundos 6 meses (segunda sub etapa), los cuales son los siguientes:

SUB ETAPA	CAUSAS	ÍNDICES LIMITES DE:	SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN		
			A	B	UNIDADES
1	Propias de Distribución	FMIKp	5	7	veces
		DMIKp	1,3	1,5	horas
	Externas de Distribución	FMIKe	6	6	veces
		DMIKe	1,3	1,3	horas
2	Propias de Distribución	FMIKp	4	5	veces
		DMIKp	1,1	1,3	horas
	Externas de Distribución	FMIKe	4	4	veces
		DMIKe	1,2	1,2	horas

Dónde:

Servicio de Distribución tipo A es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través de la correspondiente estación transformadora AT/MT.

Servicio de Distribución tipo B es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través del sistema de distribución interurbano y de las estaciones transformación correspondientes a cada etapa.

En caso de excederse de los límites en alguno de los indicadores controlados, se calculará la ENERGIA NO SUMINISTRADA y el monto de la eventual sanción que correspondiera de presentarse la misma situación en la etapa de régimen, ya que durante esta etapa no se aplicarán multas.

7.1.3.2.2 Calidad del Servicio Técnico en la etapa de Régimen

Al cabo del segundo año, la concesionaria deberá tener implementado un sistema de gestión de red, que asegure la calidad del servicio técnico a nivel suministro de usuario y que el mismo almacene la siguiente información mediante un medidor inteligente:

- Datos de las interrupciones de la red, indicando inicio y fin de las mismas, equipos afectados y equipos operados como consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro.
- Esquema de alimentación a cada usuario, de forma tal que permita identificar los usuarios afectados ante cada interrupción en cualquier punto de la red. Deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada usuario desde la red en AT hasta el alimentador en BT.

El sistema deberá permitir el intercambio de información con los archivos de facturación, de forma tal de posibilitar el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios afectados.

Para el tercer y cuarto año, desde el inicio de la etapa de régimen, se computarán la totalidad de las interrupciones que afecten a los usuarios, tomando como referencia los siguientes valores máximos admisibles:

USUARIO	LÍMITE SEMESTRAL	SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN		
		A	B	UNIDADES
SUMINISTRO EN RED DE AT	Frecuencia	3,0	-	veces
	Duración	2,0	-	horas
SUMINISTRO EN RED DE MT	Frecuencia	4,0	5,0	veces
	Duración	3,0	3,0	horas
SUMINISTRO EN RED DE BT	Frecuencia	5,0	6,0	veces
	Duración	4,0	4,0	horas

Siendo:

FRECUENCIA: Cantidad máxima de interrupciones en el semestre.

DURACIÓN: Límite de tiempo admisible por interrupción en horas.

A partir del quinto año de duración de la etapa de régimen, se computarán todas las interrupciones pero se tomarán como referencia los siguientes valores máximos admisibles por semestre:

USUARIO	LÍMITE SEMESTRAL	SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN		
		A	B	UNIDADES
SUMINISTRO EN RED DE AT	Frecuencia	3,0	-	veces
	Duración	1,0	-	horas
SUMINISTRO EN RED DE MT	Frecuencia	4,0	5,0	veces
	Duración	2,0	2,0	horas
SUMINISTRO EN RED DE BT	Frecuencia	5,0	6,0	veces
	Duración	3,0	3,0	horas

En caso de que en el semestre controlado algún usuario sufriera más interrupciones que las admisibles o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, se calculará la Energía No Suministrada, en función del consumo del usuario durante el semestre de control, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ENS_u = \frac{(\sum_i Difs_i \times K_i) \times ETF_u}{4380}$$

Dónde:

ENS_u : Energía NO suministrada al usuario en kWh.

ETF_u : Energía total facturada al usuario en el semestre de control, en kWh.

$Difs_i$: Duración de cada interrupción (i), en horas.

K_i : Factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria. Tendrá valores comprendidos entre 0,5 y 1,5.

Se debe tener en cuenta para el cálculo del tiempo de interrupción interviniente en la expresión anterior, lo siguiente:

- Sobre la base total de las interrupciones a considerar en el periodo de medición, se reconocerán las N primeras interrupciones cuya duración esté por debajo del límite de tiempo fijado, en otras palabras, no se las considerará a los efectos del cálculo de la penalización, siendo N y el límite de tiempo fijado, los correspondientes a frecuencia y duración vistos en la tabla anterior.
- El coeficiente K_i tendrá un valor para cada hora del día y será determinada por el ERSeP, a partir de la curva de carga de cada categoría tarifaria.
- El término 4380 hace referencia a la cantidad de horas que posee un semestre.

No estarán sujetos a sanción los incumplimientos que reúnan las siguientes características:

- Interrupciones con duraciones menores a 3 (tres) minutos.
- Interrupciones programadas y comunicadas al ERSeP con 48 h de antelación
- Temperaturas mayores a (+45°C) o inferiores a (-10°C), o se presenten vientos mayores a 120 km/h.
- Interrupciones debidas a causas de fuerza mayor como inundaciones, sismos, vandalismo, incendios, insuficiente abastecimiento de energía, siempre que se demuestren debidamente.

7.1.3.2.3 Sanciones

Corresponderá la aplicación de sanción cuando la concesionaria preste un servicio con características inferiores a las exigidas. Dichas sanciones dependerán de la energía no suministrada, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los usuarios.

En caso de sanciones, durante la etapa de régimen, cada usuario recibirá un crédito en la facturación inmediata posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en dicho semestre, valorizada de acuerdo a los costos indicados en la siguiente tabla, según las categorías de la estructura Tarifaria Única implementada por el ERSeP:

TARIFAS	COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA
TARIFA 1 - Pequeñas demandas en BT	1,5 \$/kWh
TARIFA 7 - Alumbrado Público	1,5 \$/kWh
TARIFA 5 - Demandas Rurales, variante T5.1 Rural residencial	1,5 \$/kWh
TARIFA 2 - Medianas demandas en BT	1,6 \$/kWh
TARIFA 5 - Demandas Rurales, variante T5.2 Rural general y T5.3 Pequeñas demandas rurales	1,6 \$/kWh
TARIFA 6 - Gobierno Nacional, Provincial, Municipal y otros usuarios especiales	1,6 \$/kWh
TARIFA 8 - Servicio de bombe para riego	1,6 \$/kWh
TARIFA 5 - Demandas Rurales, variante T5.4 Grandes Consumos Rurales BT y T5.5 Grandes Consumos Rurales MT	2,0 \$/kWh
TARIFA 3 - Grandes Demandas	2,0 \$/kWh
TARIFA 4 - Distribuidores de Electricidad	2,0 \$/kWh

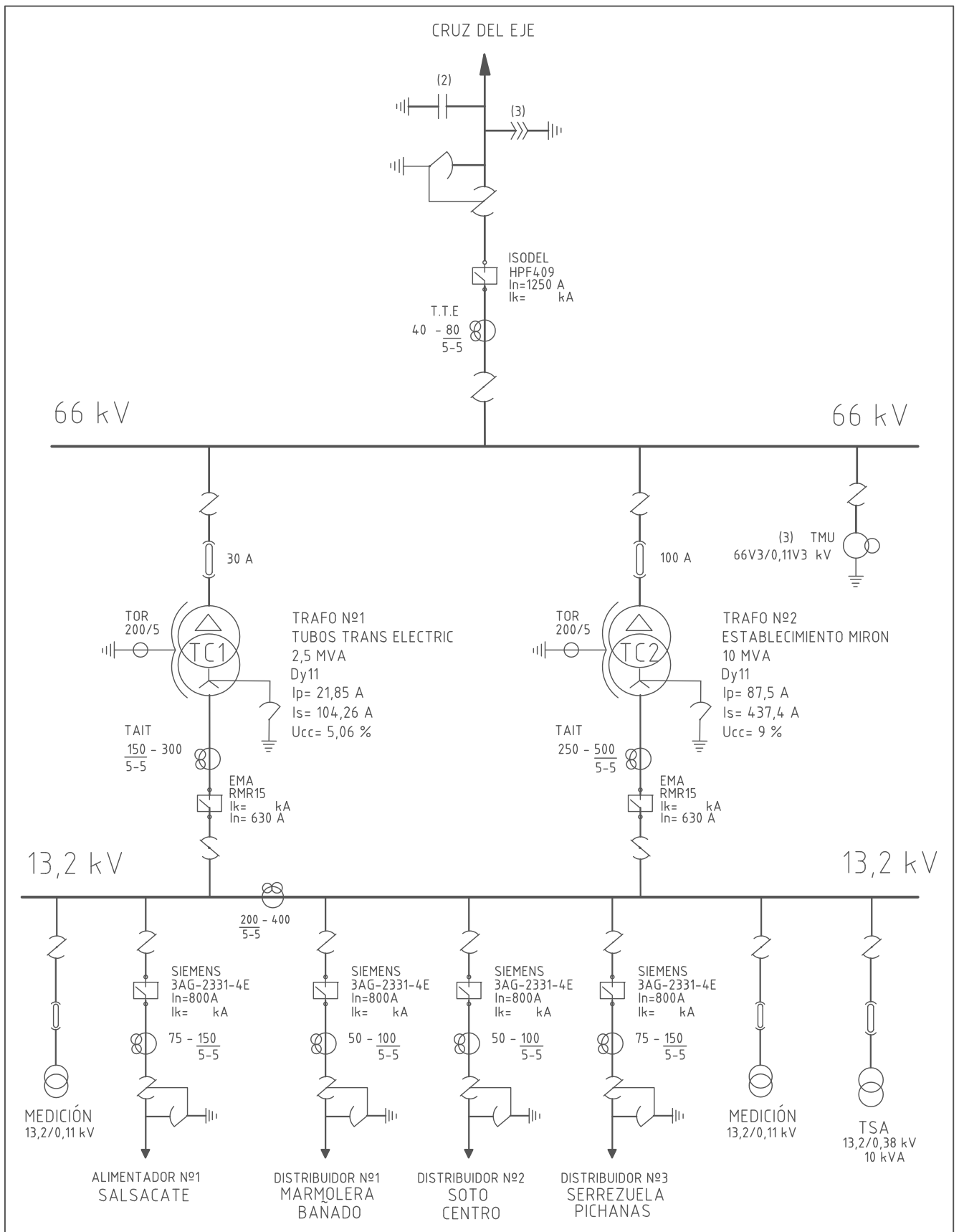
La sanción se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$SANCIÓN = ENS_u \times Cens_i$$

ENS_u : Energía No Suministrada al usuario, en kWh.

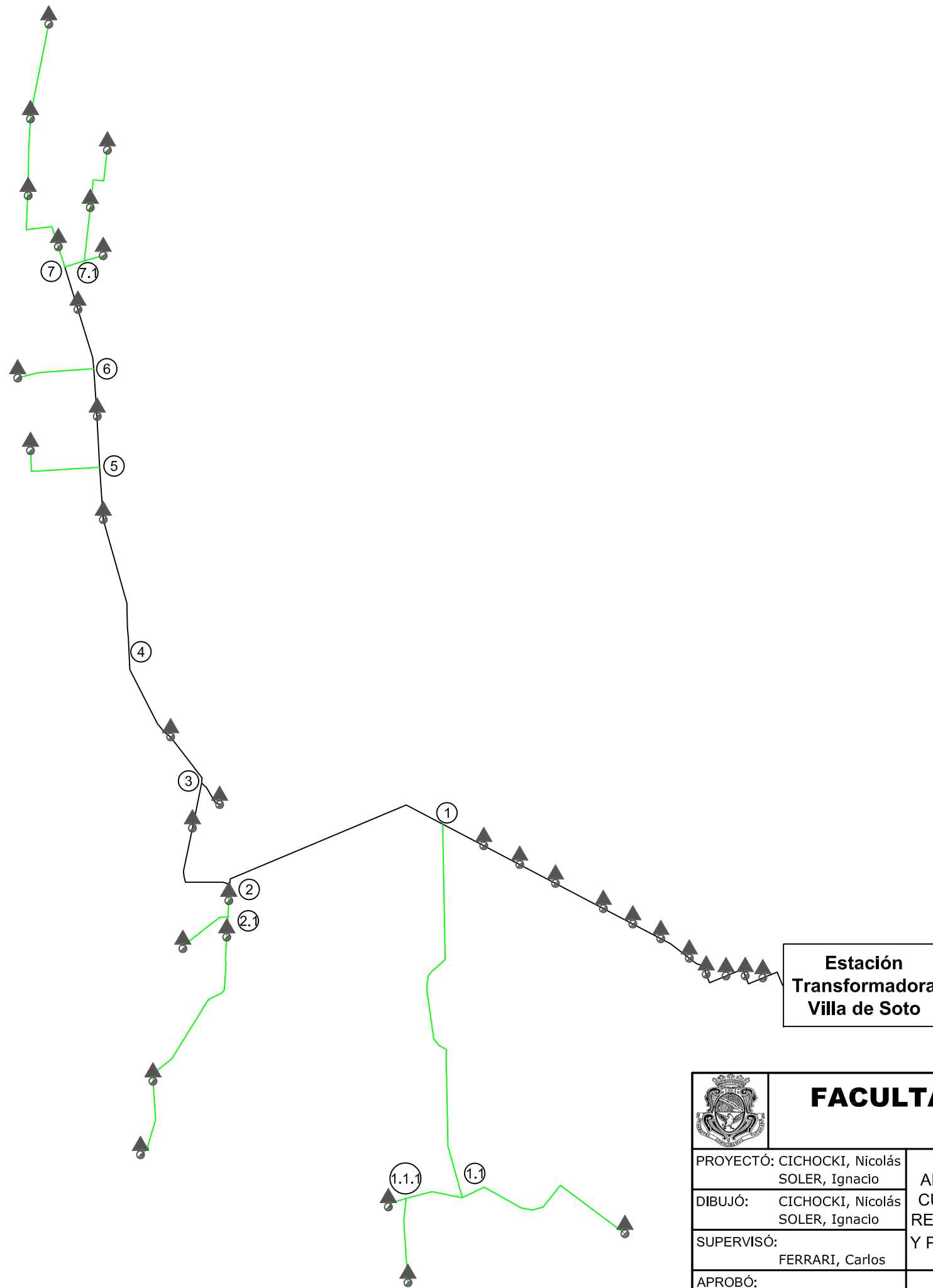
$Cens_i$: Costo de la Energía No Suministrada para cada tipo de Tarifa (x).

7.2 Planos



FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS FÍSICAS Y NATURALES

PROYECTÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio	APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP	FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
DIBUJÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio		ESCALA: S/E
SUPERVISÓ: FERRARI, Carlos		PLANO N° : P-01
APROBÓ: FERRARI, Carlos	Diagrama unifilar de Estación transformadora Villa de Soto	

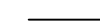


ESTADO ACTUAL

REFERENCIAS



Subestación aérea rural- Existente



Línea aérea de M.T. 13,2 kV TROCAL - Existente



Línea aérea de M.T. 13,2 kV RAMAL - Existente

**Estación
Transformadora
Villa de Soto**

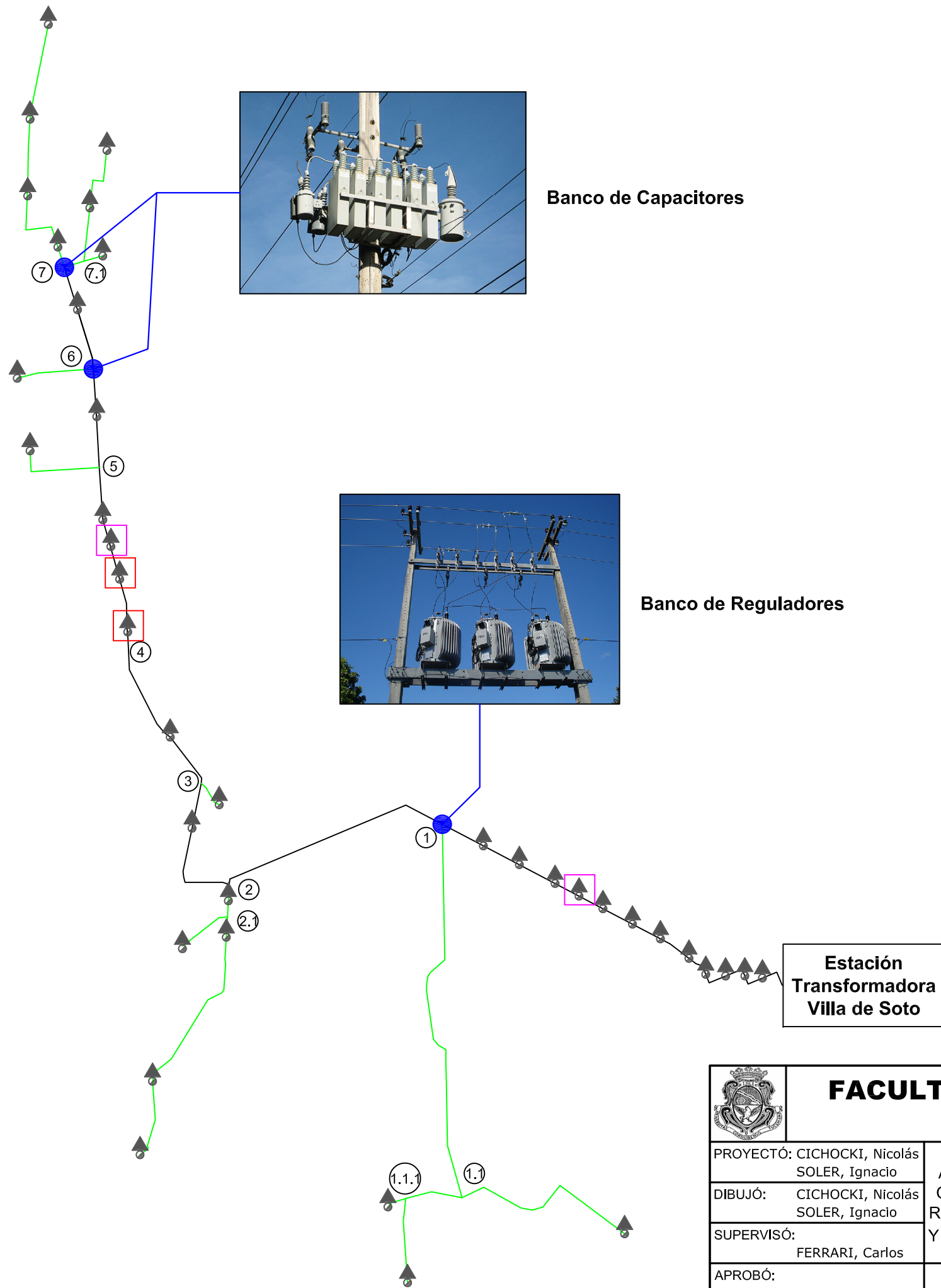


FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES

PROYECTÓ:	CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio
DIBUJÓ:	CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio
SUPERVISÓ:	FERRARI, Carlos
APROBÓ:	FERRARI, Carlos

APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP
Traza Distribuidor y ubicación de las cargas. Serrezuela - Pichanas

FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
ESCALA: S/E
PLANO Nº: P-02






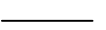

Banco de Capacitores



Banco de Reguladores

ESTADO 5 Y 10 AÑOS

REFERENCIAS

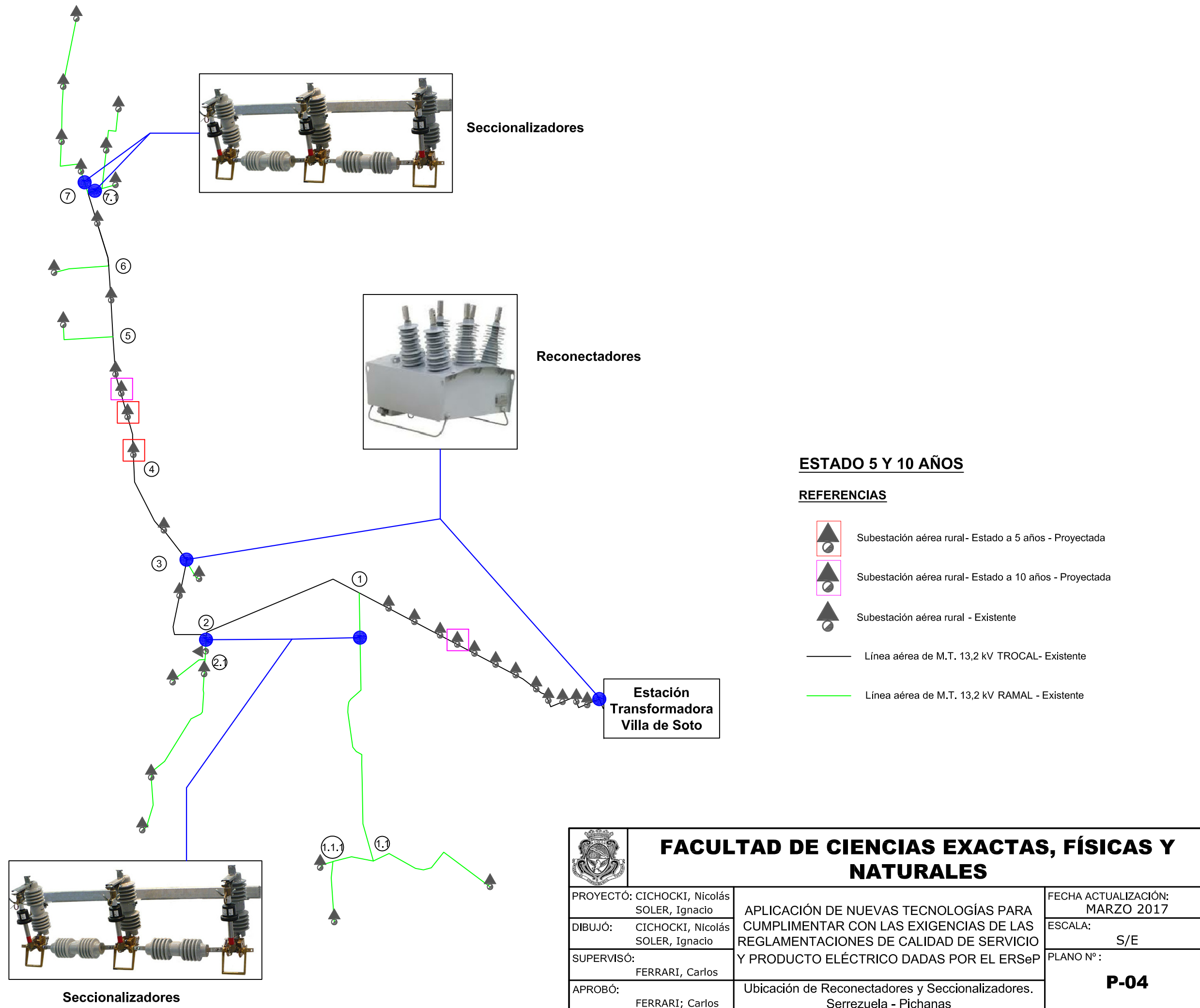
-  Subestación aérea rural- Estado a 5 años - Proyectada
-  Subestación aérea rural- Estado a 10 años - Proyectada
-  Subestación aérea rural - Existente
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV TROCAL- Existente
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV RAMAL - Existente

**Estación
Transformadora
Villa de Soto**



FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES

PROYECTÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio	APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP	FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
DIBUJÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio		ESCALA: S/E
SUPERVISÓ: FERRARI, Carlos	Ubicación del banco de reguladores y capacitores. Serrezuela - Pichanas	PLANO Nº: P-03
APROBÓ: FERRARI, Carlos		








Seccionadores


Reconectores

ESTADO 5 Y 10 AÑOS

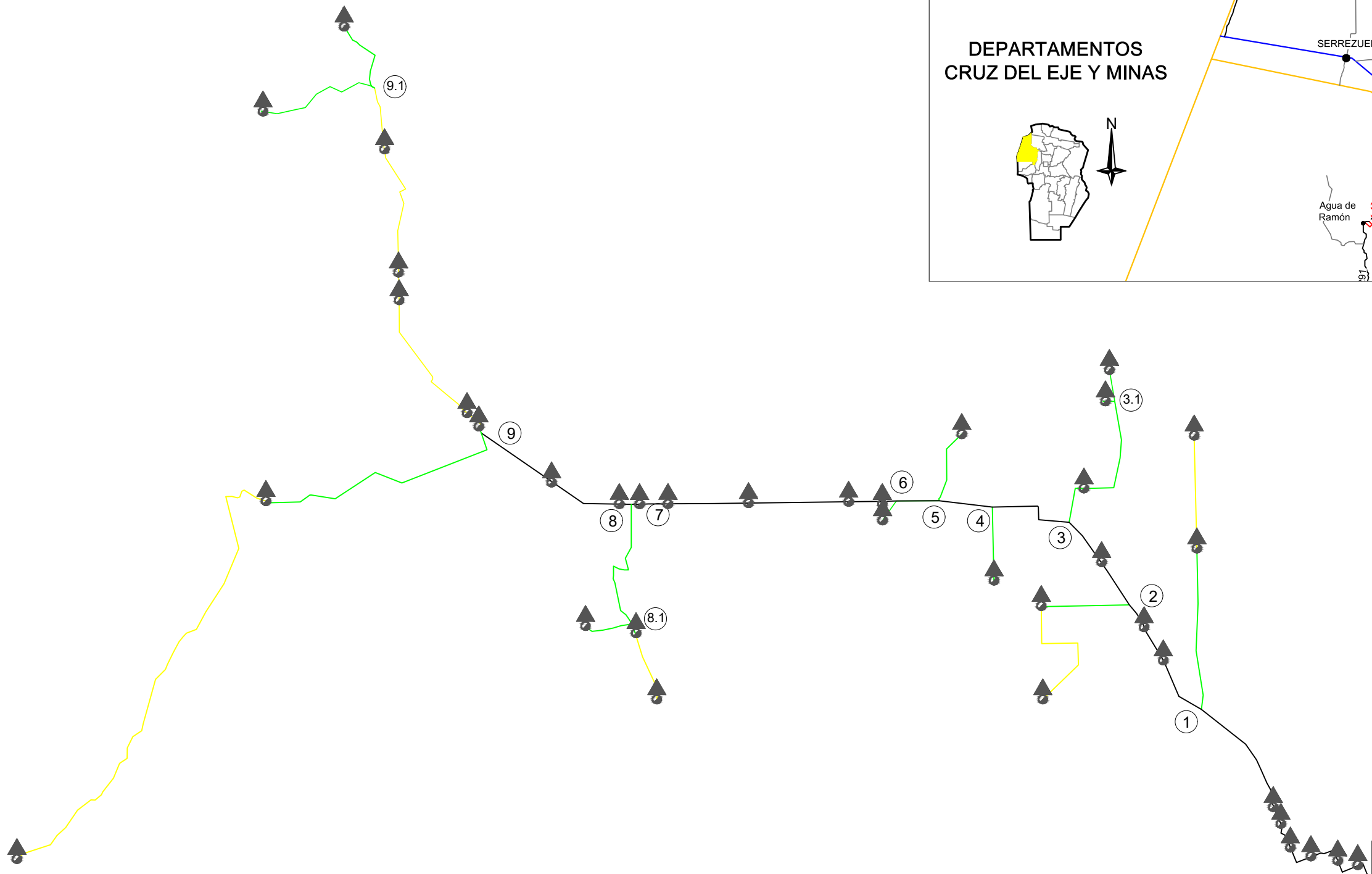
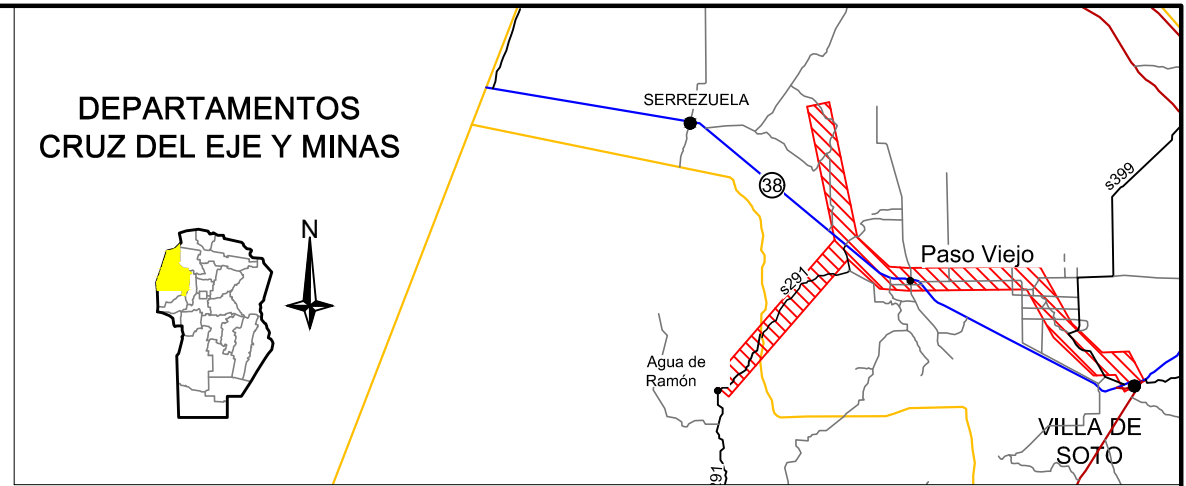
REFERENCIAS

-  Subestación aérea rural - Estado a 5 años - Proyectada
-  Subestación aérea rural - Estado a 10 años - Proyectada
-  Subestación aérea rural - Existente
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV TROCAL - Existente
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV RAMAL - Existente

Estación Transformadora Villa de Soto

 FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES		
PROYECTÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio	APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP	FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
DIBUJÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio		ESCALA: S/E
SUPERVISÓ: FERRARI, Carlos	Ubicación de Reconectores y Seccionadores. Serrezuela - Pichanas	PLANO Nº: P-04
APROBÓ: FERRARI; Carlos		





Seccionadores



**Estación
Transformadora
Villa de Soto**

ESTADO ACTUAL

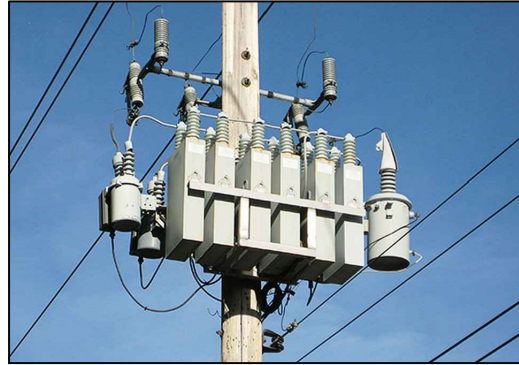
REFERENCIAS

-  Subestación aérea rural existente
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente TROCAL.
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL.
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL INFERIOR.

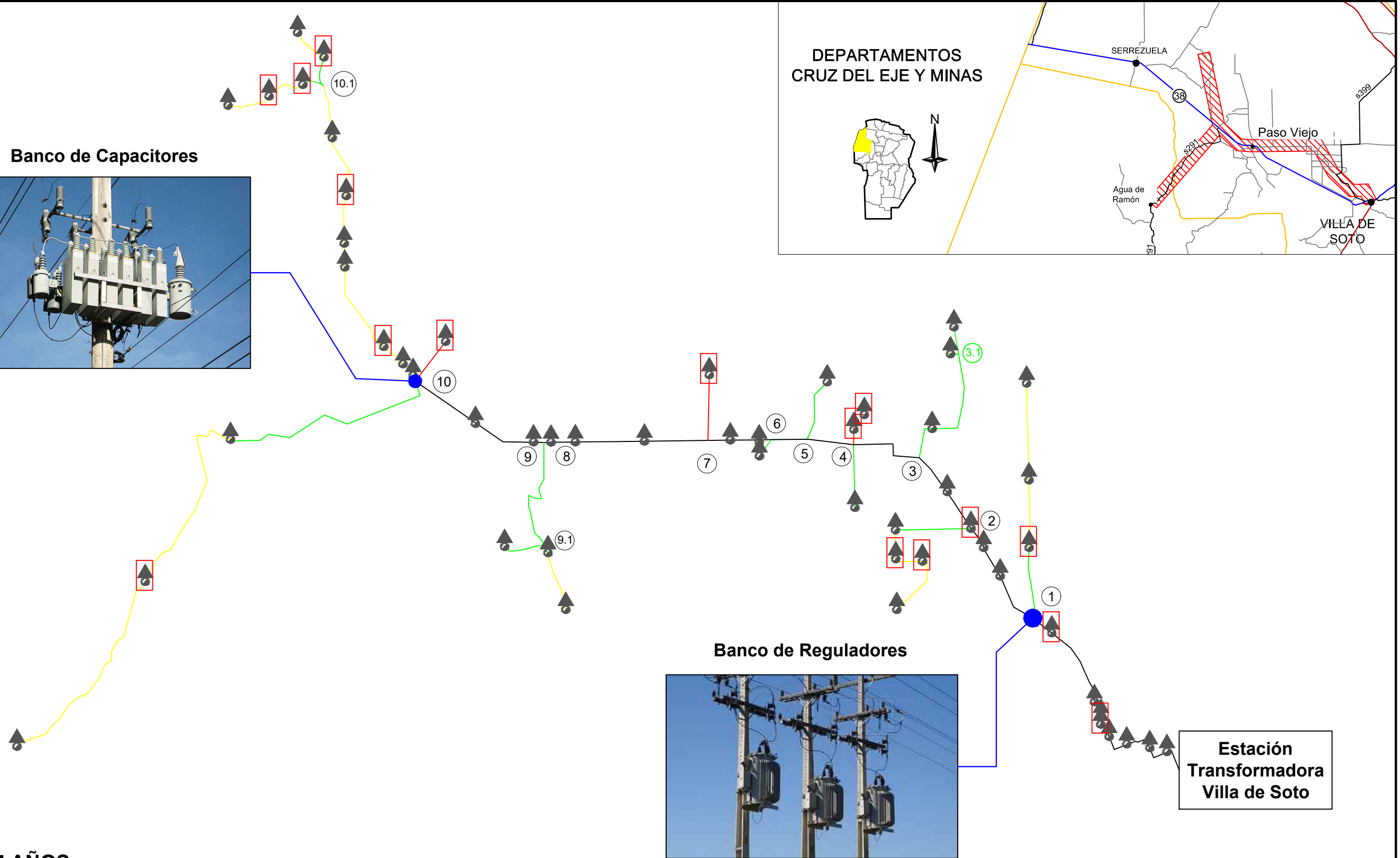
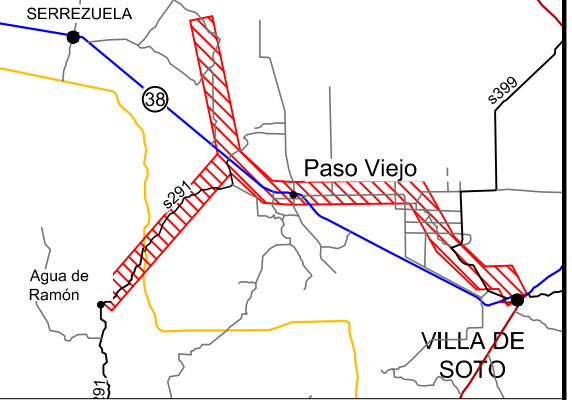
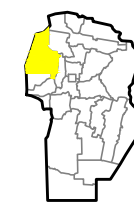
NOTA: Todos los datos consignados en el presente plano son a título informativo.

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA FCEfyn		
PROYECTÓ: Cichocki N. Soler G.	APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP	FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
DIBUJÓ: Cichocki N. Soler G.		ESCALA: S/E
SUPERVISÓ: Ing. Ferrari C.	Traza Distribuidor y Ubicación de las Cargas Bañado - La Marmolera	PLANO N°: P-05
APROBÓ: Ing. Ferrari C.		

Banco de Capacitores



**DEPARTAMENTOS
CRUZ DEL EJE Y MINAS**









Banco de Reguladores



**Estación
Transformadora
Villa de Soto**

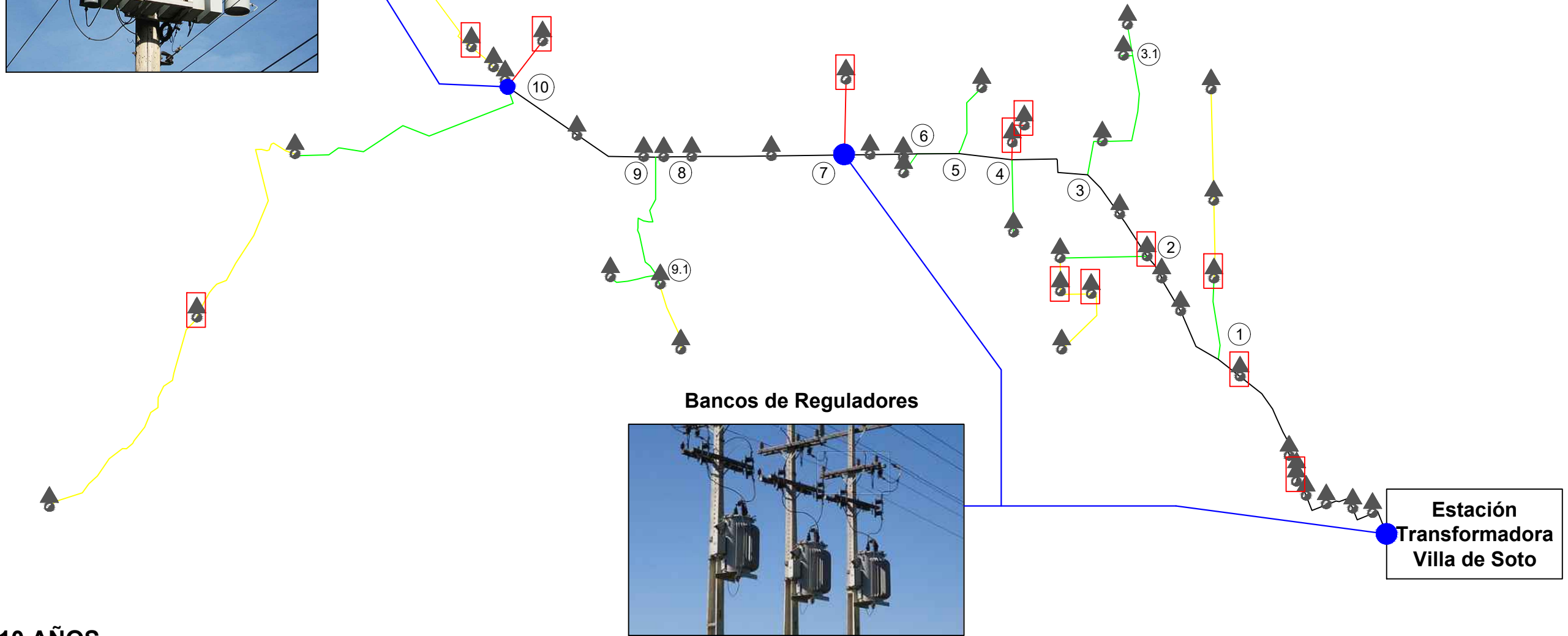
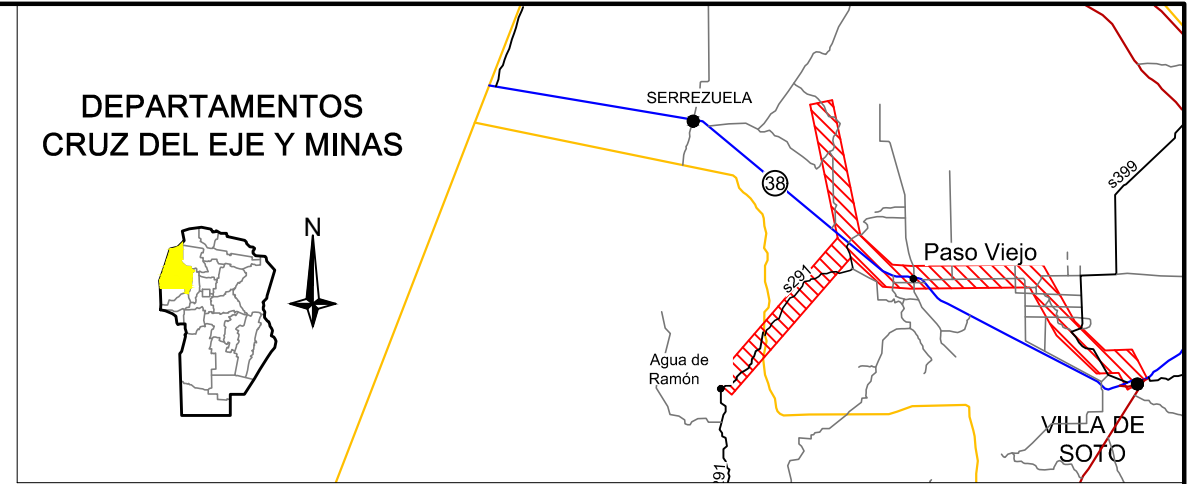
ESTADO A 5 AÑOS

REFERENCIAS

-  Subestación aérea rural existente
-  Subestación aérea rural a proyectar para Estado a 5 años
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente TROCAL.
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL INFERIOR
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL.
-  Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica a proyectar para Estado 5 años

NOTA: Todos los datos consignados en el presente plano son a título informativo.

 <p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA FCEfyN</p>		
PROYECTÓ: Cichocki N. Soler G.	APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP	FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
DIBUJÓ: Cichocki N. Soler G.		ESCALA: S/E
SUPERVISÓ: Ing. Ferrari C.	Ubicación de bancos de reguladores y capacitores Bañado - La Marmolera. Estado a 5 años	PLANO N°: P-06
APROBÓ: Ing. Ferrari C.		



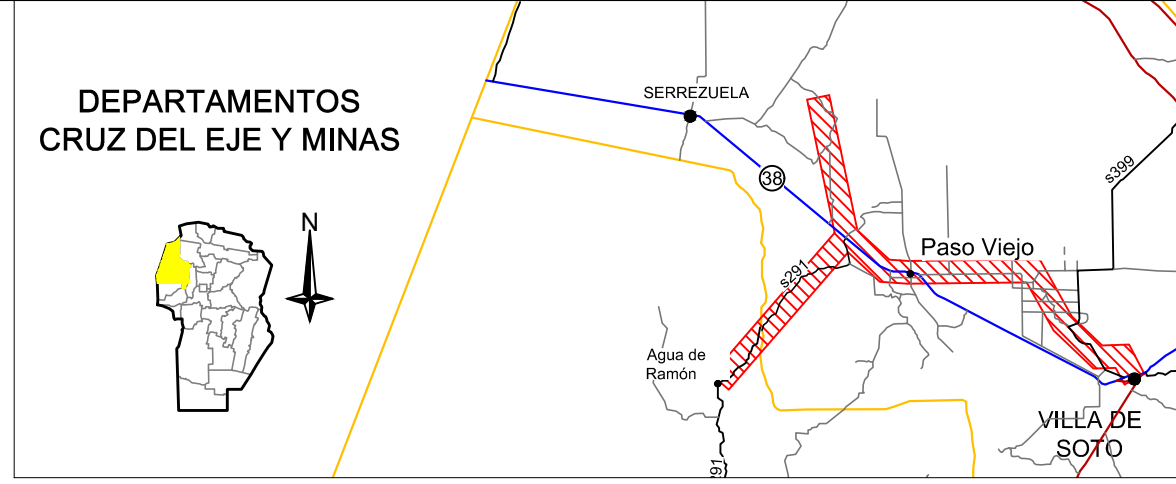
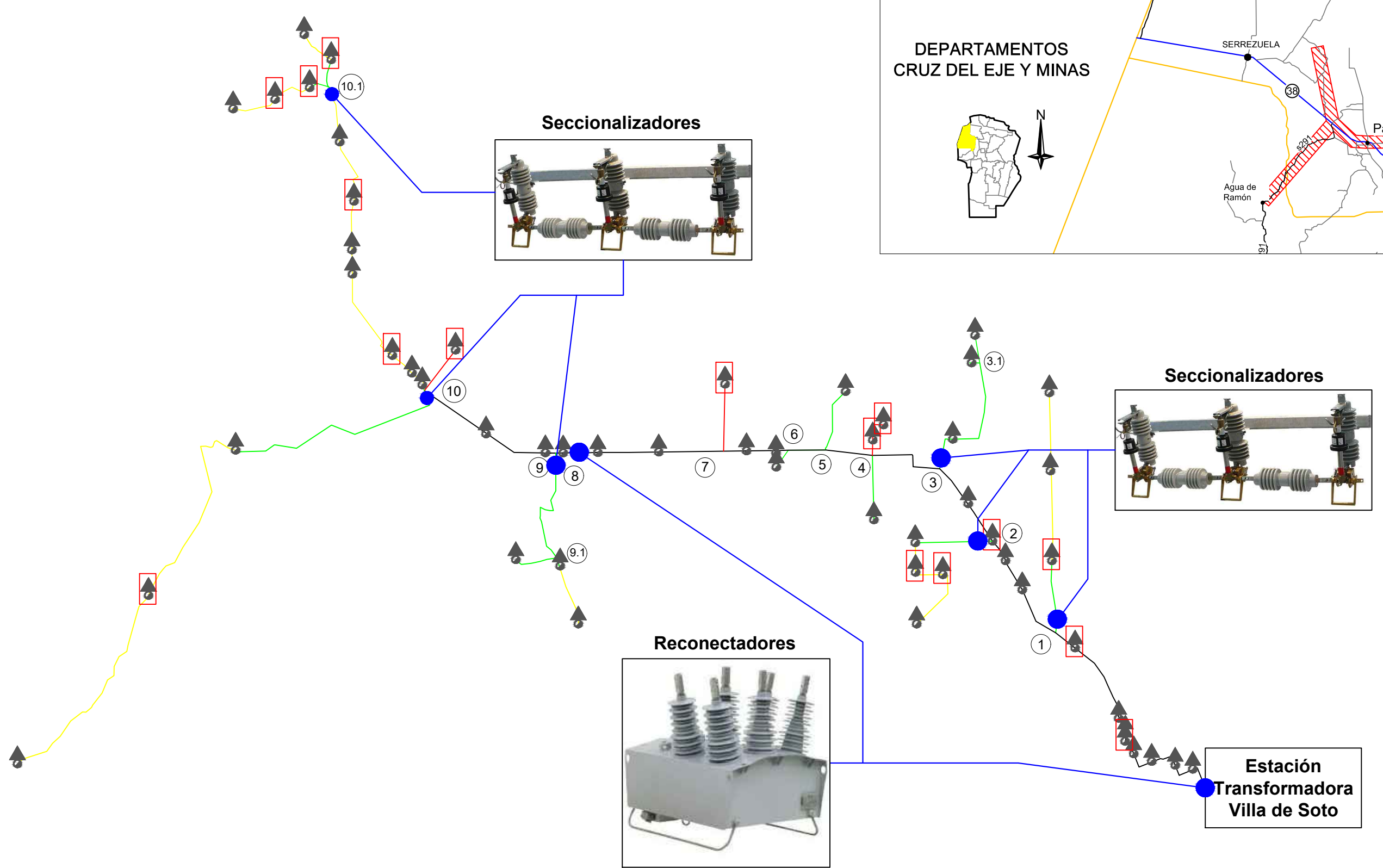
ESTADO A 10 AÑOS

REFERENCIAS

- Subestación aérea rural existente
- Subestación aérea rural a proyectar para Estado a 10 años
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente TROCAL.
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL INFERIOR
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL.
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica a proyectar para Estado 10 años

NOTA: Todos los datos consignados en el presente plano son a título informativo.

 <p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA FCEfyN</p>		<p>FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017</p>
<p>PROYECTÓ: Cichocki N. Soler G.</p>	<p>APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP</p>	<p>ESCALA: S/E</p>
<p>DIBUJÓ: Cichocki N. Soler G.</p>		<p>PLANO N°: P-07</p>
<p>SUPERVISÓ: Ing. Ferrari C.</p>	<p>Ubicación de bancos de reguladores y capacitores Bañado - La Marmolera. Estado a 10 años</p>	
<p>APROBÓ: Ing. Ferrari C.</p>		



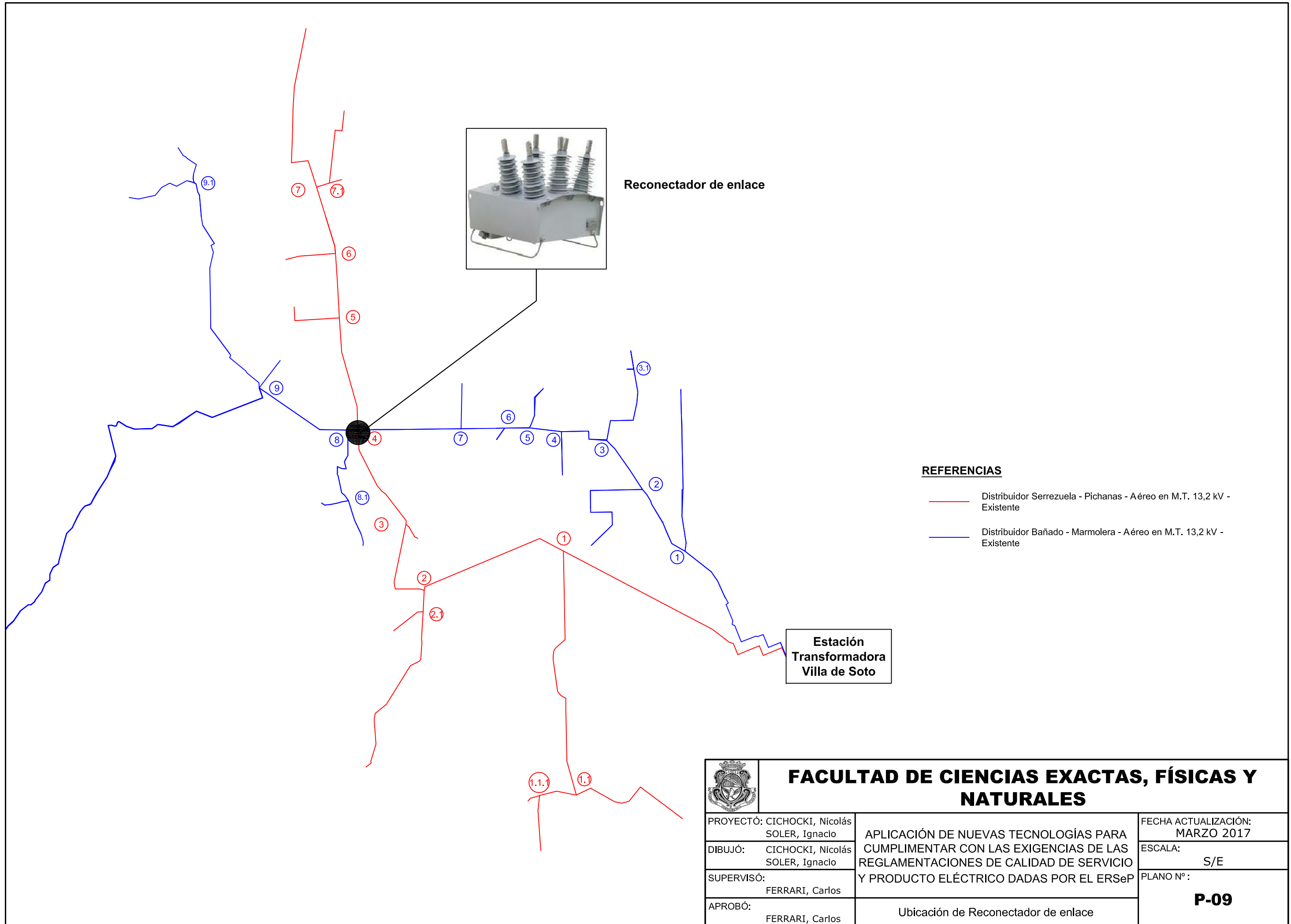
ESTADO A 5 Y 10 AÑOS

REFERENCIAS

- Subestación aérea rural existente
- Subestación aérea rural a proyectar para Estado a 5 y 10 años
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente TROCAL.
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL INFERIOR
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica existente RAMAL.
- Línea aérea de M.T. 13,2 kV trifásica a proyectar para Estado A 5 y 10 años

NOTA: Todos los datos consignados en el presente plano son a título informativo.

 <p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA FCEFYn</p>		
PROYECTÓ: Cichocki N. Soler G.	APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP	FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
DIBUJÓ: Cichocki N. Soler G.		ESCALA: S/E
SUPERVISÓ: Ing. Ferrari C.	Ubicación de reconectores y seccionadores Bañado - La Marmolera. Estados a 5 y 10 años	PLANO N°: P-08
APROBÓ: Ing. Ferrari C.		




Reconector de enlace

Estación Transformadora Villa de Soto

REFERENCIAS

- Distribuidor Serrezuela - Pichanas - Aéreo en M.T. 13,2 kV - Existente
- Distribuidor Bañado - Marmolera - Aéreo en M.T. 13,2 kV - Existente

 FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES		
PROYECTÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio	APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA CUMPLIMENTAR CON LAS EXIGENCIAS DE LAS REGLAMENTACIONES DE CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO ELÉCTRICO DADAS POR EL ERSeP	FECHA ACTUALIZACIÓN: MARZO 2017
DIBUJÓ: CICHOCKI, Nicolás SOLER, Ignacio		ESCALA: S/E
SUPERVISÓ: FERRARI, Carlos	Ubicación de Reconector de enlace	PLANO Nº: P-09
APROBÓ: FERRARI, Carlos		

7.3 Planillas

7.3.1 Distribuidor Pichanas - Serrezuela

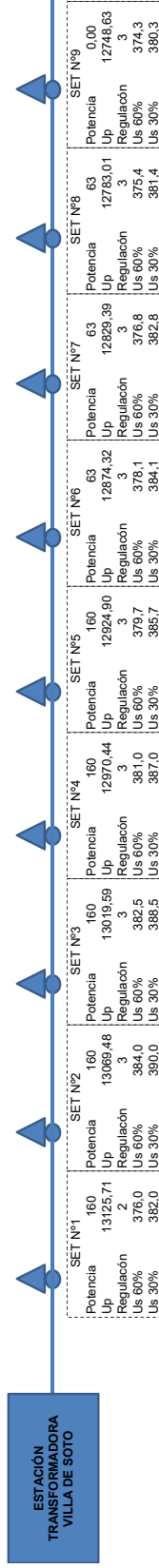
Análisis de Cargas - Estado Actual

Factor de Simultaneidad	100%	%
Estado de Carga Trafos	60%	%

Nº	Bañado de Soto - Marmolera		Potencia Transformadores [kVA]	Potencia Transformadores según estado de carga [kVA]	Potencia acumulada [kVA]	Reactancia TRANSFORMADOR			Cos Φ de la CARGA	BAJA TENSIÓN			MEDIA TENSIÓN					Cos Φ Inicial	Corriente Efectiva
						Qo [kVAR]	Qc [kVAR]	Qt [kVAR]		Potencia Activa		Potencia Reactiva	Potencia Reactiva			Potencia Aparente			
										Por Carga	Acumulada	Por Carga	Inductiva Por Carga	Capacitiva Por Carga	Reactiva Por Carga	Acumulada	Por Carga		
1	ET	SET1	160	96	1221	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	1050,06	48,99	54,76	54,76	703,80	99,07	1264,10	0,83	55,29
2	ET	SET2	160	96	1125	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	967,50	48,99	54,76	54,76	649,04	99,07	1165,04	0,83	50,96
3	ET	SET3	160	96	1029	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	884,94	48,99	54,76	54,76	594,29	99,07	1065,97	0,83	46,62
4	ET	SET4	160	96	933	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	802,38	48,99	54,76	54,76	539,53	99,07	966,91	0,83	42,29
5	ET	SET5	160	96	837	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	719,82	48,99	54,76	54,76	484,78	99,07	867,84	0,83	37,96
6	ET	SET6	63	37,8	741	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	637,26	19,29	21,85	21,85	430,02	39,17	768,78	0,83	33,63
7	ET	SET7	63	37,8	703,2	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	604,75	19,29	21,85	21,85	408,17	39,17	729,61	0,83	31,91
8	ET	SET8	63	37,8	665,4	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	572,24	19,29	21,85	21,85	386,32	39,17	690,44	0,83	30,20
9	ET	SET9	0	0	627,6	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	539,74	0,00	0,00	0,00	364,47	0,00	651,27	0,83	28,49
10	ET	SET10	63	37,8	627,6	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	539,74	19,29	21,85	21,85	364,47	39,17	651,27	0,83	28,49
11	ET	SET11	63	37,8	589,8	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	507,23	19,29	21,85	21,85	342,62	39,17	612,10	0,83	26,77
12	ET	SET12	63	37,8	552	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	474,72	19,29	21,85	21,85	320,77	39,17	572,93	0,83	25,06
8	ET	NODO 1		0	514,2	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	442,21	0,00	0,00	0,00	298,91	0,00	533,76	0,83	23,35
9	NODO 1	NODO 1.1		0	45	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	38,70	0,00	0,00	0,00	26,39	0,00	46,84	0,83	2,05
10	NODO 1.1	SET13	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	12,90	7,65	8,80	8,80	8,80	15,61	15,61	0,83	0,68
11	NODO 1.1	NODO 1.1.1		0	30	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	25,80	0,00	0,00	0,00	17,60	0,00	31,23	0,83	1,37
12	NODO 1.1.1	SET14	25	15	30	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	25,80	7,65	8,80	8,80	17,60	15,61	31,23	0,83	1,37
13	NODO 1.1.1	SET15	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	12,90	7,65	8,80	8,80	8,80	15,61	15,61	0,83	0,68
14	ET	NODO 2		0	469,2	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	403,51	0,00	0,00	0,00	272,52	0,00	486,92	0,83	21,30
15	NODO 2	SET16	40	24	102	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	87,72	12,25	13,96	13,96	59,48	24,92	105,98	0,83	4,64
15	NODO 2	NODO 2.1		0	78	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	67,08	0,00	0,00	0,00	45,52	0,00	81,06	0,83	3,55
16	NODO 2.1	SET17	40	24	78	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	67,08	12,25	13,96	13,96	45,52	24,92	81,06	0,83	3,55
17	NODO 2.1	SET18	40	24	54	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	46,44	12,25	13,96	13,96	31,56	24,92	56,15	0,83	2,46
17	NODO 2.1	SET19	25	15	30	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	25,80	7,65	8,80	8,80	17,60	15,61	31,23	0,83	1,37
18	NODO 2.1	SET20	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	12,90	7,65	8,80	8,80	8,80	15,61	15,61	0,83	0,68
19	ET	SET21	63	37,8	367,2	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	315,79	19,29	21,85	21,85	213,04	39,17	380,94	0,83	16,66
20	ET	NODO 3		0	329,4	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	283,28	0,00	0,00	0,00	191,19	0,00	341,77	0,83	14,95
21	NODO 3	SET22	40	24	24	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	20,64	12,25	13,96	13,96	13,96	24,92	24,92	0,83	1,09
19	ET	SET23	63	37,8	305,4	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	262,64	19,29	21,85	21,85	177,23	39,17	316,85	0,83	13,86
22	ET	NODO 4		0	267,6	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	230,14	0,00	0,00	0,00	155,38	0,00	277,68	0,83	12,15
23	ET	SET24	0	0	267,6	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	230,14	0,00	0,00	0,00	155,38	0,00	277,68	0,83	12,15
23	ET	SET25	0	0	267,6	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	230,14	0,00	0,00	0,00	155,38	0,00	277,68	0,83	12,15
23	ET	SET26	0	0	267,6	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	230,14	0,00	0,00	0,00	155,38	0,00	277,68	0,83	12,15
23	ET	SET27	63	37,8	267,6	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	230,14	19,29	21,85	21,85	155,38	39,17	277,68	0,83	12,15
24	ET	NODO 5		0	229,8	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	197,63	0,00	0,00	0,00	133,53	0,00	238,51	0,83	10,43
25	NODO 5	SET28	40	24	24	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	20,64	12,25	13,96	13,96	13,96	24,92	24,92	0,83	1,09
23	ET	SET29	0	0	205,8	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	176,99	0,00	0,00	0,00	119,57	0,00	213,59	0,83	9,34
26	ET	NODO 6		0	205,8	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	176,99	0,00	0,00	0,00	119,57	0,00	213,59	0,83	9,34
27	NODO 6	SET30	63	37,8	37,8	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	32,51	19,29	21,85	21,85	21,85	39,17	39,17	0,83	1,71
23	ET	SET31	0	0	168	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	144,48	0,00	0,00	0,00	97,72	0,00	174,42	0,83	7,63
28	ET	NODO 7		0	168	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	144,48	0,00	0,00	0,00	97,72	0,00	174,42	0,83	7,63
29	NODO 7	NODO 7.1		0	72	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	61,92	0,00	0,00	0,00	41,88	0,00	74,75	0,83	3,27
30	NODO 7.1	SET32	40	24	72	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	61,92	12,25	13,96	13,96	41,88	24,92	74,75	0,83	3,27
30	NODO 7.1	SET33	40	24	48	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	41,28	12,25	13,96	13,96	27,92	24,92	49,84	0,83	2,18
31	NODO 7.1	SET34	40	24	24	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	20,64	12,25	13,96	13,96	13,96	24,92	24,92	0,83	1,09
32	NODO 7	SET35	40	24	96	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	82,56	12,25	13,96	13,96	55,84	24,92	99,67	0,83	4,36
32	NODO 7	SET36	40	24	72	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	61,92	12,25	13,96	13,96	41,88	24,92	74,75	0,83	3,27
32	NODO 7	SET37	40	24	48	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	41,28	12,25	13,96	13,96	27,92	24,92	49,84	0,83	2,18
32	NODO 7	SET38	40	24	24	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	20,64	12,25	13,96	13,96	13,96	24,92	24,92	0,83	1,09

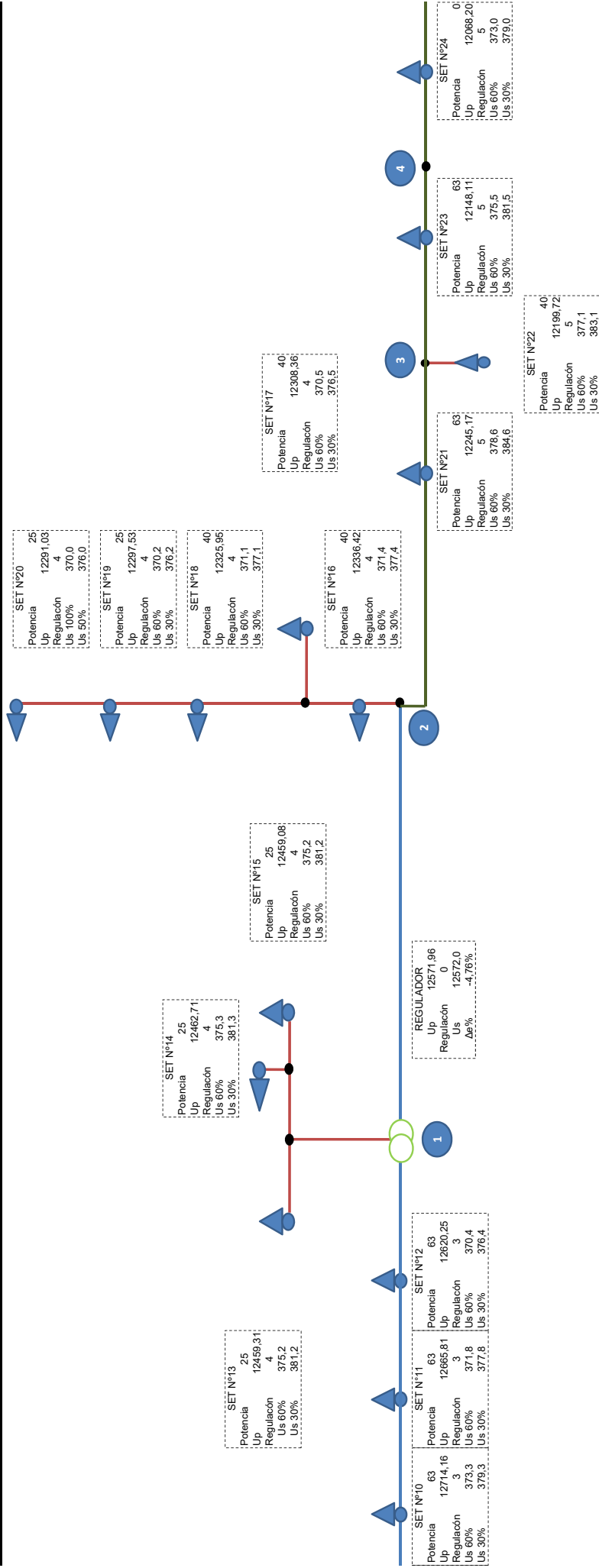
Caída de Tensión - Estado Actual

Pichanas - Serrezuela		Longitud	Longitud Parcial m	Potencia kVA	Potencia Total kVA	Corriente Nominal A	Sección	Diámetro mm	Corriente Demandada A	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 20 °C	Resistencia a 80°C	Reactancia Ω/km	Δe	Δe %	Δe % Acumulado	Tensión V		
1	ET	SET1	890	890	160	2035	89,01	50 mm2	▼	9,25	55,29	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	74,288	0,56%	0,56%	13125,71
2	ET	SET2	1621	731	160	1875	82,01	50 mm2	▼	9,25	50,96	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	56,230	0,43%	0,99%	13069,48
3	ET	SET3	2330	709	160	1715	75,01	50 mm2	▼	9,25	46,62	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	49,896	0,38%	1,37%	13019,59
4	ET	SET4	3100	770	160	1555	68,01	50 mm2	▼	9,25	42,29	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	49,148	0,37%	1,74%	12970,44
5	ET	SET5	3895	795	160	1395	61,02	50 mm2	▼	9,25	37,96	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	45,539	0,34%	2,08%	12924,90
6	ET	SET6	4892	997	63	1235	54,02	50 mm2	▼	9,25	33,63	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	50,583	0,38%	2,47%	12874,32
7	ET	SET7	5825	933	63	1172	51,26	50 mm2	▼	9,25	31,91	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	44,923	0,34%	2,81%	12829,39
8	ET	SET8	6843	1018	63	1109	48,51	50 mm2	▼	9,25	30,20	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	46,384	0,35%	3,16%	12783,01
9	ET	SET9	7643	800	0	1046	45,75	50 mm2	▼	9,25	28,49	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	34,382	0,26%	3,42%	12748,63
10	ET	SET10	8445	802	63	1046	45,75	50 mm2	▼	9,25	28,49	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	34,468	0,26%	3,68%	12714,16
11	ET	SET11	9642	1197	63	983	43,00	50 mm2	▼	9,25	26,77	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	48,349	0,37%	4,05%	12665,81
12	ET	SET12	10847	1205	63	920	40,24	50 mm2	▼	9,25	25,06	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	45,557	0,35%	4,39%	12620,25
8	ET	NODO 1	12218	1371	75	857	37,48	50 mm2	▼	9,25	23,35	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	48,287	0,37%	4,76%	12571,96
9	NODO 1	NODO 1.1	23747	11529	75	3,28	16 mm2	▼	5,10	2,05	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	96,368	0,73%	5,49%	12475,60	
10	NODO 1.1	SET13	29593	5846	25	25	1,09	16 mm2	▼	5,10	0,68	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	16,288	0,12%	5,61%	12459,31
11	NODO 1.1	NODO 1.1.1	25460	1713	50	2,19	16 mm2	▼	5,10	1,37	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	9,546	0,07%	5,56%	12466,05	
12	NODO 1.1.1	SET14	26060	600	25	50	2,19	16 mm2	▼	5,10	1,37	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	3,344	0,03%	5,59%	12462,71
13	NODO 1.1.1	SET15	27960	2500	25	25	1,09	16 mm2	▼	5,10	0,68	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	6,966	0,05%	5,61%	12459,08
14	ET	NODO 2	19254	7036	170	782	34,20	50 mm2	▼	9,25	21,30	0,83	0,56	0,654	0,807	0,361	226,079	1,71%	6,47%	12345,89
15	NODO 2	SET16	28460	500	40	170	7,44	16 mm2	▼	5,10	4,64	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	9,468	0,07%	6,54%	12336,42
15	NODO 2	NODO 2.1	20215	961	130	5,69	16 mm2	▼	5,10	3,55	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	13,917	0,11%	6,58%	12331,97	
16	NODO 2.1	SET17	21845	1630	40	40	1,75	16 mm2	▼	5,10	3,55	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	23,605	0,18%	6,75%	12308,36
17	NODO 2.1	SET18	20815	600	40	90	3,94	16 mm2	▼	5,10	2,46	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	6,016	0,05%	6,62%	12325,95
17	NODO 2.1	SET19	25915	5100	25	50	2,19	16 mm2	▼	5,10	1,37	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	28,420	0,22%	6,84%	12297,53
18	NODO 2.1	SET20	28250	2335	25	25	1,09	16 mm2	▼	5,10	0,68	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	6,506	0,05%	6,89%	12291,03
19	ET	SET21	22204	2950	63	612	26,77	35 mm2	▼	7,56	16,66	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	100,720	0,76%	7,23%	12245,17
20	ET	NODO 3	23564	1360	40	549	24,01	35 mm2	▼	7,56	14,95	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	41,657	0,32%	7,55%	12203,51
21	NODO 3	SET22	24414	850	40	40	1,75	16 mm2	▼	5,10	1,09	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	3,786	0,03%	7,58%	12199,72
19	ET	SET23	25515	1951	63	509	22,26	35 mm2	▼	7,56	13,86	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	55,403	0,42%	7,97%	12148,11
22	ET	NODO 4	28526	3011	446	19,51	35 mm2	▼	7,56	12,15	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	74,929	0,57%	8,54%	12073,18	
23	ET	SET24	28726	200	0	446	19,51	35 mm2	▼	7,56	12,15	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	4,977	0,04%	8,57%	12068,20
23	ET	SET25	30326	1600	0	446	19,51	16 mm2	▼	5,10	12,15	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	79,455	0,60%	9,18%	11988,74
23	ET	SET26	31326	1000	0	446	19,51	35 mm2	▼	7,56	12,15	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	24,885	0,19%	9,36%	11963,86
23	ET	SET27	32145	1819	63	446	19,51	35 mm2	▼	7,56	12,15	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	45,266	0,34%	9,71%	11918,59
24	ET	NODO 5	33700	1555	40	383	16,75	35 mm2	▼	7,56	10,43	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	33,234	0,25%	9,96%	11885,36
25	NODO 5	SET28	36338	2638	40	40	1,75	16 mm2	▼	5,10	1,09	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	11,751	0,09%	10,05%	11873,61
23	ET	SET29	35082	1382	0	343	15,00	35 mm2	▼	7,56	9,34	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	26,452	0,20%	10,16%	11858,91
26	ET	NODO 6	36621	1539	63	343	15,00	35 mm2	▼	7,56	9,34	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	29,457	0,22%	10,38%	11829,45
27	NODO 6	SET30	38898	2277	63	63	2,76	16 mm2	▼	5,10	1,71	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	15,966	0,12%	10,50%	11813,49
23	ET	SET31	38316	1695	0	280	12,25	35 mm2	▼	7,56	7,63	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	26,489	0,20%	10,58%	11802,96
28	ET	NODO 7	39756	1440	280	280	12,25	35 mm2	▼	7,56	7,63	0,83	0,56	0,952	1,175	0,374	22,504	0,17%	10,75%	11780,46
29	NODO 7	NODO 7.1	40361	605	120	5,25	16 mm2	▼	5,10	3,27	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	8,085	0,06%	10,82%	11772,37	
30	NODO 7.1	SET32	40941	580	40	120	5,25	16 mm2	▼	5,10	3,27	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	7,751	0,06%	10,87%	11764,62
30	NODO 7.1	SET33	41947	1586	40	80	3,50	16 mm2	▼	5,10	2,18	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	14,130	0,11%	10,98%	11750,49
31	NODO 7.1	SET34	43990	2043	40	40	1,75	16 mm2	▼	5,10	1,09	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	9,101	0,07%	11,05%	11741,39
32	NODO 7	SET35	40386	630	40	160	7,00	16 mm2	▼	5,10	4,36	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	11,225	0,09%	10,84%	11769,23
32	NODO 7	SET36	43372	2986	40	120	5,25	16 mm2	▼	5,10	3,27	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	39,903	0,30%	11,14%	11729,33
32	NODO 7	SET37	44629	1257	40	80	3,50	16 mm2	▼	5,10	2,18	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	11,199	0,08%	11,23%	11718,13
32	NODO 7	SET38	47908	3279	40	40	1,75	16 mm2	▼	5,10	1,09	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	14,606	0,11%	11,34%	11703,53

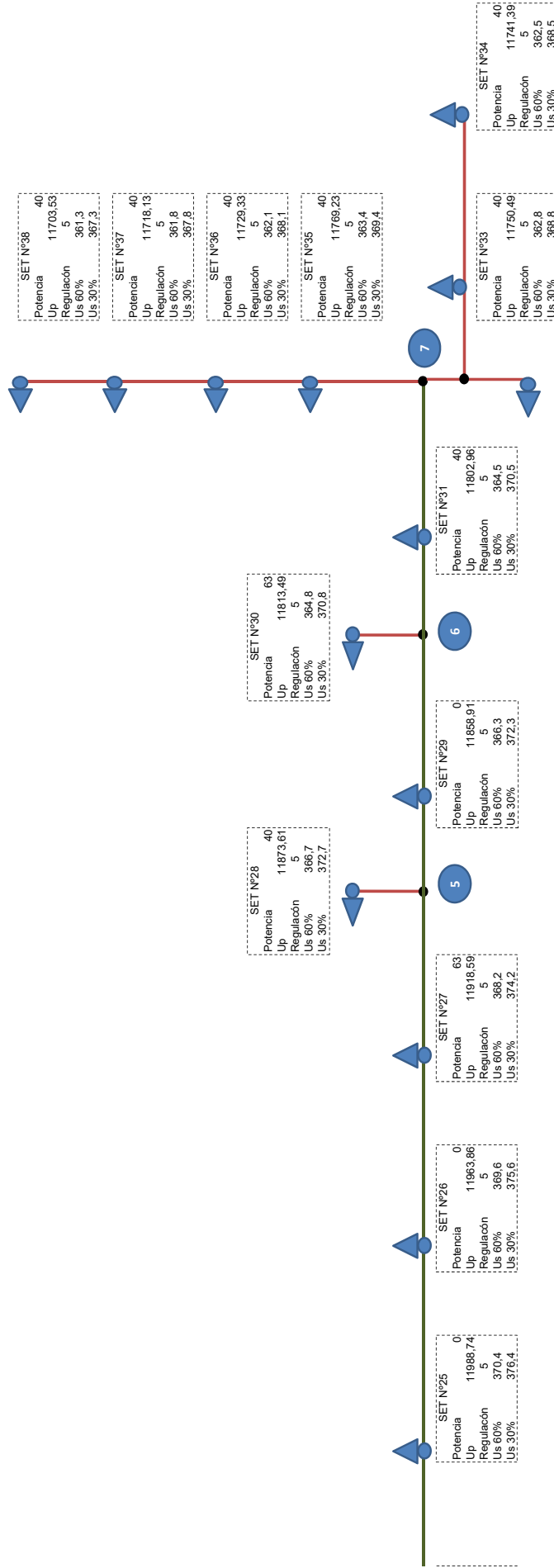


Denominación	ET	SET N°1	SET N°2	SET N°3	SET N°4	SET N°5	SET N°6	SET N°7	SET N°8	SET N°9	SET N°10
Up (V)	13200,00	13125,71	13069,48	13019,59	12970,44	12924,90	12874,32	12829,39	12783,01	12748,63	12748,63
Distancia (km)	0,00	0,69	1,62	2,33	3,10	3,90	4,69	5,83	6,84	7,64	7,64
Regulación (STH)	0,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Us 60%	388,00	376,05	384,04	382,53	381,04	379,66	378,13	376,77	375,36	374,32	374,32
Us 30%	394,00	382,05	390,04	388,53	387,04	385,66	384,13	382,77	381,36	380,32	380,32
ΔUp % (MT)	0,00%	-0,56%	-0,99%	-1,37%	-1,74%	-2,08%	-2,47%	-2,81%	-3,16%	-3,42%	-3,42%
ΔUs100 % (BT)	2,11%	-1,04%	1,06%	0,67%	0,27%	-0,09%	-0,49%	-0,85%	-1,22%	-1,49%	-1,49%
ΔUs50 % (BT)	3,88%	0,54%	2,64%	2,25%	1,85%	1,49%	1,09%	0,73%	0,36%	0,08%	0,08%

SET N°1	SET N°2	SET N°3	SET N°4	SET N°5	SET N°6	SET N°7	SET N°8	SET N°9
Potencia Up	160 13125,71	160 13069,48	160 13019,59	160 12970,44	160 12924,90	160 12874,32	160 12829,39	160 12783,01
Regulación Us 60%	2 376,0	3 384,0	3 382,5	3 381,0	3 379,7	3 378,1	3 376,8	3 375,4
Us 30%	382,0	390,0	388,5	387,0	384,1	382,8	381,4	380,3
Potencia Up	63 12874,32	63 12829,39	63 12783,01	63 12748,63	63 12748,63	63 12748,63	63 12748,63	63 12748,63
Regulación Us 60%	3 378,1	3 376,8	3 375,4	3 374,3	3 374,3	3 374,3	3 374,3	3 374,3
Us 30%	384,1	382,8	381,4	380,3	380,3	380,3	380,3	380,3



Denominación	SET N°10	SET N°11	SET N°12	SET N°13	SET N°14	SET N°15	SET N°16	SET N°17	SET N°18	SET N°19	SET N°20	SET N°21	SET N°22	SET N°23	SET N°24
Up (V)	12714,16	12665,81	12620,25	12499,31	12462,71	12499,08	12336,42	12306,36	12329,95	12297,53	12245,17	12245,17	12199,72	12148,11	12068,20
Distancia (km)	8,45	9,64	10,85	29,89	26,06	27,96	28,46	21,85	20,82	25,92	22,20	22,41	25,52	28,73	
Regulación (STEP)	3,00	3,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	5,00	5,00	
Us 60%	373,28	371,81	370,43	375,24	375,34	375,23	371,42	370,54	371,09	370,21	370,01	378,60	377,15	375,50	372,95
Us 30%	379,28	377,81	376,43	381,24	381,34	381,23	377,42	376,54	377,09	376,21	384,60	383,15	381,50	378,95	
AUp % (MT)	-3,68%	-4,05%	-4,39%	-5,61%	-5,69%	-5,61%	-6,54%	-6,75%	-6,62%	-6,84%	-7,23%	-7,23%	-7,56%	-7,97%	-8,57%
AUs100 % (BT)	-1,77%	-2,15%	-2,52%	-1,25%	-1,23%	-1,26%	-2,26%	-2,49%	-2,34%	-2,58%	-2,63%	-0,37%	-0,75%	-1,18%	-1,86%
AUs50 % (BT)	-0,19%	-0,58%	-0,94%	0,33%	0,35%	0,32%	-0,68%	-0,91%	-0,77%	-1,00%	-1,05%	1,21%	0,83%	0,39%	-0,28%



Denominación	SET N°25	SET N°26	SET N°27	SET N°28	SET N°29	SET N°30	SET N°31	SET N°32	SET N°33	SET N°34	SET N°35	SET N°36	SET N°37	SET N°38
Up (V)	11988,74	11983,86	11918,59	11873,61	11868,91	11813,49	11802,96	11764,62	11750,49	11741,39	11729,33	11718,13	11718,13	11703,53
Distancia (km)	30,33	31,33	32,15	36,34	35,08	38,90	38,32	40,94	41,95	43,99	40,39	43,37	44,63	47,91
Regulación (STEP)	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Us 60%	370,42	369,62	368,18	366,74	366,27	364,83	364,49	363,27	362,82	362,53	363,41	362,14	361,78	361,32
Us 30%	376,42	375,62	374,18	372,74	372,27	370,83	370,49	369,27	368,82	368,53	369,41	368,14	367,78	367,32
ΔUp % (MT)	-9,18%	-9,36%	-9,71%	-10,05%	-10,16%	-10,50%	-10,58%	-10,87%	-10,98%	-11,05%	-10,84%	-11,14%	-11,23%	-11,34%
ΔUs100 % (BT)	-2,52%	-2,73%	-3,11%	-3,49%	-3,61%	-3,99%	-4,08%	-4,40%	-4,52%	-4,60%	-4,36%	-4,70%	-4,79%	-4,92%
ΔUs50 % (BT)	-0,94%	-1,15%	-1,53%	-1,91%	-2,03%	-2,41%	-2,50%	-2,82%	-2,94%	-3,02%	-2,79%	-3,12%	-3,21%	-3,34%

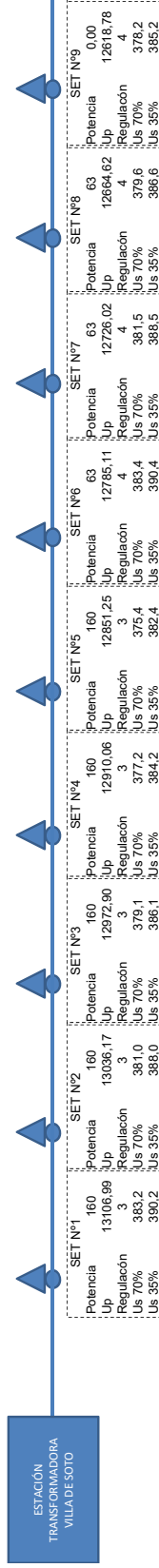
Análisis de Cargas - Estado a 5 años

Factor de Simultaneidad	100%	%
Estado de Carga Trafos	70%	%

ID	Bañado de Soto - Marmolera		Potencia Transformadores (kVA)	Potencia Transformadores según estado de carga [kVA]	Potencia ACUMULADA	Reactancia TRANSFORMADOR			BAJA TENSIÓN					MEDIA TENSIÓN					Corriente Efectiva	
						Qo [kVAr]	Qc [kVAr]	Qt [kVAr]	Cos Φ de la CARGA	Potencia Activa		Potencia Reactiva			Potencia Reactiva		Potencia Aparente			Cos Φ Inicial
										Por Carga	Acumulada	Por Carga	Inductiva Por Carga	Capacitiva Por Carga	Reactiva Por Carga	Acumulada	Por Carga	Acumulada		
1	ET	SET1	160	112	1580,6	3,65	2,88684447	6,53	0,86	96,32	1359,32	57,15	63,69		63,69	781,59	115,47	1568,00	0,87	68,58
2	ET	SET2	160	112	1468,6	3,65	2,88684447	6,53	0,86	96,32	1263,00	57,15	63,69		63,69	717,90	115,47	1452,77	0,87	63,54
3	ET	SET3	160	112	1356,6	3,65	2,88684447	6,53	0,86	96,32	1166,68	57,15	63,69		63,69	654,21	115,47	1337,58	0,87	58,50
4	ET	SET4	160	112	1244,6	3,65	2,88684447	6,53	0,86	96,32	1070,36	57,15	63,69		63,69	590,53	115,47	1222,45	0,88	53,47
5	ET	SET5	160	112	1132,6	3,65	2,88684447	6,53	0,86	96,32	974,04	57,15	63,69		63,69	526,84	115,47	1107,39	0,88	48,44
6	ET	SET6	63	44,1	1020,6	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	877,72	22,50	25,38		25,38	463,16	45,64	992,42	0,88	43,41
7	ET	SET7	63	44,1	976,5	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	839,79	22,50	25,38		25,38	437,77	45,64	947,04	0,89	41,42
8	ET	SET8	63	44,1	932,4	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	801,86	22,50	25,38		25,38	412,39	45,64	901,69	0,89	39,44
9	ET	SET9	0	0	888,3	0,00	0	0,00	0,86	0,00	763,94	0,00	0,00		0,00	387,01	0,00	856,37	0,89	37,46
10	ET	SET10	63	44,1	888,3	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	763,94	22,50	25,38		25,38	387,01	45,64	856,37	0,89	37,46
11	ET	SET11	63	44,1	844,2	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	726,01	22,50	25,38		25,38	361,63	45,64	811,09	0,90	35,48
12	ET	SET12	63	44,1	800,1	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	688,09	22,50	25,38		25,38	336,24	45,64	765,85	0,90	33,50
8	ET	NODO 1		0	756	0,00	0	0,00	0,86	0,00	650,16	0,00	0,00		0,00	310,86	0,00	720,65	0,90	31,52
9		NODO 1.1		0	52,5	0,00	0	0,00	0,86	0,00	45,15	0,00	0,00		0,00	30,58	0,00	54,53	0,83	2,39
10		NODO 1.1	25	17,5	17,5	0,81	0,44992701	1,26	0,86	15,05	15,05	8,93	10,19		10,19	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
11		NODO 1.1		0	35	0,00	0	0,00	0,86	0,00	30,10	0,00	0,00		0,00	20,39	0,00	36,35	0,83	1,59
12		NODO 1.1.1	25	17,5	35	0,81	0,44992701	1,26	0,86	15,05	30,10	8,93	10,19		10,19	20,39	18,18	36,35	0,83	1,59
13		NODO 1.1.1	25	17,5	17,5	0,81	0,44992701	1,26	0,86	15,05	15,05	8,93	10,19		10,19	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
14	ET	NODO 2		0	703,5	0,00	0	0,00	0,86	0,00	605,01	0,00	0,00		0,00	280,28	0,00	666,78	0,91	29,16
15		NODO 2	40	28	119	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	102,34	14,29	16,19		16,19	68,96	29,02	123,41	0,83	5,40
15		NODO 2		0	91	0,00	0	0,00	0,86	0,00	78,26	0,00	0,00		0,00	52,77	0,00	94,39	0,83	4,13
16		NODO 2.1	40	28	91	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	78,26	14,29	16,19		16,19	52,77	29,02	94,39	0,83	4,13
17		NODO 2.1	40	28	63	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	54,18	14,29	16,19		16,19	36,58	29,02	65,37	0,83	2,86
17		NODO 2.1	25	17,5	35	0,81	0,44992701	1,26	0,86	15,05	30,10	8,93	10,19		10,19	20,39	18,18	36,35	0,83	1,59
18		NODO 2.1	25	17,5	17,5	0,81	0,44992701	1,26	0,86	15,05	15,05	8,93	10,19		10,19	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
19	ET	SET21	63	44,1	584,5	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	502,67	22,50	25,38		25,38	211,32	45,64	545,28	0,92	23,85
20	ET	NODO 3		0	540,4	0,00	0	0,00	0,86	0,00	464,74	0,00	0,00		0,00	185,94	0,00	500,56	0,93	21,89
21		NODO 3	40	28	28	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	24,08	14,29	16,19		16,19	16,19	29,02	29,02	0,83	1,27
19	ET	SET23	63	44,1	512,4	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	440,66	22,50	25,38		25,38	169,75	45,64	472,23	0,93	20,65
22	ET	NODO 4		0	468,3	0,00	0	0,00	0,86	0,00	402,74	0,00	0,00		0,00	144,36	0,00	427,83	0,94	18,71
23	ET	SET24	160	112	468,3	3,65	2,88684447	6,53	0,86	96,32	402,74	57,15	63,69		63,69	144,36	115,47	427,83	0,94	18,71
23	ET	SET25	63	44,1	356,3	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	306,42	22,50	25,38		25,38	80,68	45,64	316,86	0,97	13,86
23	ET	SET26	0	0	312,2	0,00	0	0,00	0,86	0,00	268,49	0,00	0,00		0,00	55,29	0,00	274,13	0,98	11,99
23	ET	SET27	63	44,1	312,2	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	268,49	22,50	25,38		25,38	55,29	45,64	274,13	0,98	11,99
24	ET	NODO 5		0	268,1	0,00	0	0,00	0,86	0,00	230,57	0,00	0,00		0,00	29,91	0,00	232,50	0,99	10,17
25		NODO 5	40	28	28	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	24,08	14,29	16,19		16,19	16,19	29,02	29,02	0,83	1,27
23	ET	SET29	0	0	240,1	0,00	0	0,00	0,86	0,00	206,49	0,00	0,00		0,00	13,72	0,00	206,94	1,00	9,05
26	ET	NODO 6		0	240,1	0,00	0	0,00	0,86	0,00	206,49	0,00	0,00	75,00	-75,00	13,72	0,00	206,94	1,00	9,05
27		NODO 6	63	44,1	44,1	1,69	1,19370326	2,88	0,86	37,93	37,93	22,50	25,38		25,38	25,38	45,64	45,64	0,83	2,00
23	ET	SET31		0	196	0,00	0	0,00	0,86	0,00	168,56	0,00	0,00		0,00	63,34	0,00	180,07	0,94	7,88
28	ET	NODO 7		0	196	0,00	0	0,00	0,86	0,00	168,56	0,00	0,00		0,00	63,34	0,00	180,07	0,94	7,88
29		NODO 7		0	84	0,00	0	0,00	0,86	0,00	72,24	0,00	0,00	50,00	-50,00	63,34	0,00	87,05	0,83	3,81
30		NODO 7.1	40	28	84	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	72,24	14,29	16,19		16,19	48,57	29,02	87,05	0,83	3,81
30		NODO 7.1	40	28	56	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	48,16	14,29	16,19		16,19	32,38	29,02	58,03	0,83	2,54
31		NODO 7.1	40	28	28	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	24,08	14,29	16,19		16,19	16,19	29,02	29,02	0,83	1,27
32		NODO 7	40	28	112	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	96,32	14,29	16,19		16,19	64,76	29,02	116,07	0,83	5,08
32		NODO 7	40	28	84	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	72,24	14,29	16,19		16,19	48,57	29,02	87,05	0,83	3,81
32		NODO 7	40	28	56	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	48,16	14,29	16,19		16,19	32,38	29,02	58,03	0,83	2,54
32		NODO 7	40	28	28	1,19	0,71638938	1,90	0,86	24,08	24,08	14,29	16,19		16,19	16,19	29,02	29,02	0,83	1,27

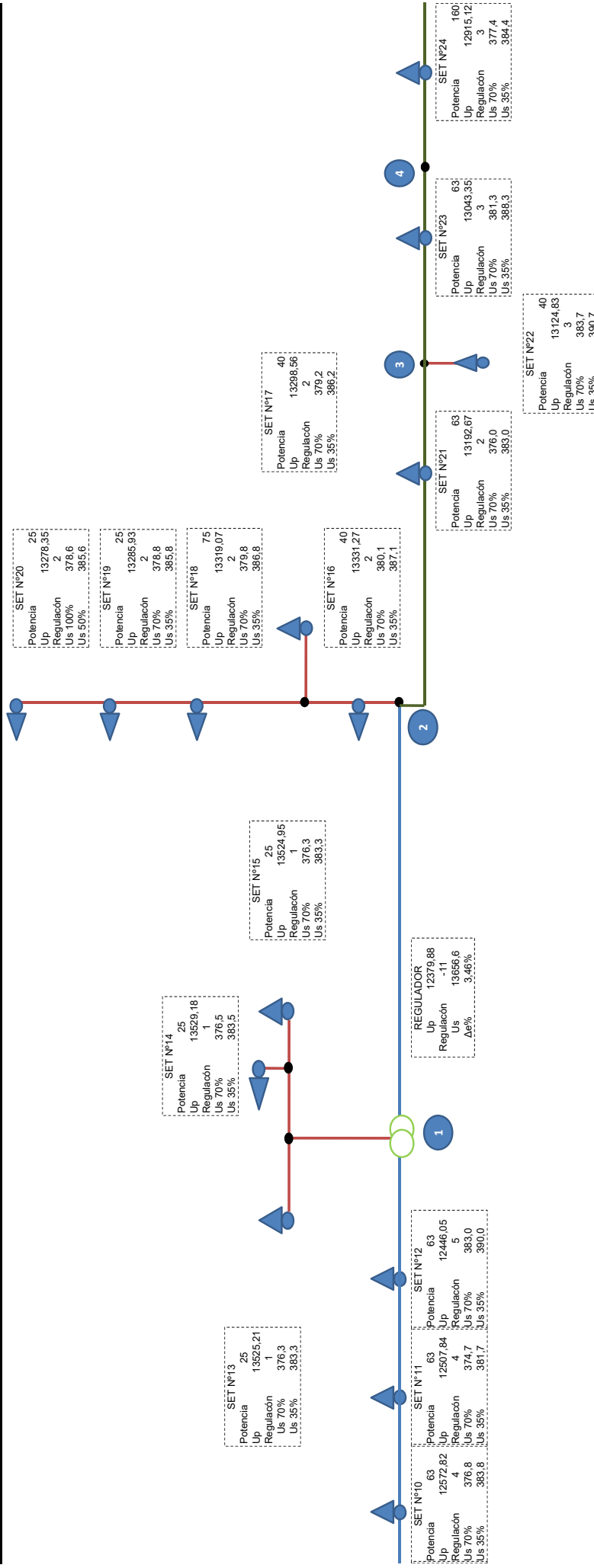
Caída de Tensión - Estado a 5 años

Pichanas - Serrezuela			Longitud	Longitud Parcial m	Potencia kVA	Potencia Total kVA	Corriente Nominal A	Sección	Diámetro mm	Corriente Demandada A	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 20 °C	Resistencia a 80°C	Reactancia Ω /km	Δe	Δe %	Δe % Acumulado	Tensión V
1	ET	SET1	890	890	160	2258	98,76	50 mm2	9,25	68,58	0,87	0,50	0,654	0,807	0,361	93,011	0,70%	0,70%	13106,99
2	ET	SET2	1621	731	160	2098	91,76	50 mm2	9,25	63,54	0,87	0,49	0,654	0,807	0,361	70,815	0,54%	1,24%	13036,17
3	ET	SET3	2330	709	160	1938	84,77	50 mm2	9,25	58,50	0,87	0,49	0,654	0,807	0,361	63,272	0,48%	1,72%	12972,90
4	ET	SET4	3100	770	160	1778	77,77	50 mm2	9,25	53,47	0,88	0,48	0,654	0,807	0,361	62,839	0,48%	2,20%	12910,06
5	ET	SET5	3895	795	160	1618	70,77	50 mm2	9,25	48,44	0,88	0,48	0,654	0,807	0,361	58,811	0,45%	2,64%	12851,25
6	ET	SET6	4892	997	63	1458	63,77	50 mm2	9,25	43,41	0,88	0,47	0,654	0,807	0,361	66,145	0,50%	3,14%	12785,11
7	ET	SET7	5825	933	63	1395	61,02	50 mm2	9,25	41,42	0,89	0,46	0,654	0,807	0,361	59,087	0,45%	3,59%	12726,02
8	ET	SET8	6843	1018	63	1332	58,26	50 mm2	9,25	39,44	0,89	0,46	0,654	0,807	0,361	61,402	0,47%	4,06%	12664,62
9	ET	SET9	7643	800		1269	55,50	50 mm2	9,25	37,46	0,89	0,45	0,654	0,807	0,361	45,842	0,35%	4,40%	12618,78
10	ET	SET10	8445	802	63	1269	55,50	50 mm2	9,25	37,46	0,89	0,45	0,654	0,807	0,361	45,957	0,35%	4,75%	12572,82
11	ET	SET11	9642	1197	63	1206	52,75	50 mm2	9,25	35,48	0,90	0,45	0,654	0,807	0,361	64,984	0,49%	5,24%	12507,84
12	ET	SET12	10847	1205	63	1143	49,99	50 mm2	9,25	33,50	0,90	0,44	0,654	0,807	0,361	61,786	0,47%	5,71%	12446,05
8	ET	NODO 1	12218	1371	75	1080	47,24	50 mm2	9,25	31,52	0,90	0,43	0,654	0,807	0,361	66,166	0,50%	6,21%	12379,88
9	NODO 1	NODO 1.1	23747	11529		75	3,28	16 mm2	5,10	2,39	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	112,355	0,85%	-2,61%	13544,20
10	NODO 1.1	SET13	29593	5846	25	25	1,09	16 mm2	5,10	0,80	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	18,991	0,14%	-2,46%	13525,21
11	NODO 1.1	NODO 1.1.1	25460	1713		50	2,19	16 mm2	5,10	1,59	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	11,129	0,08%	-2,52%	13533,07
12	NODO 1.1	SET14	26060	600	25	50	2,19	16 mm2	5,10	1,59	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	3,898	0,03%	-2,49%	13529,18
13	NODO 1.1	SET15	27960	2500	25	25	1,09	16 mm2	5,10	0,80	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	8,121	0,06%	-2,46%	13524,95
14	ET	NODO 2	19254	7036	170	1005	43,96	50 mm2	9,25	29,16	0,91	0,42	0,654	0,807	0,361	314,253	2,38%	-1,08%	13342,31
15	NODO 2	SET16	28460	500	40	170	7,44	16 mm2	5,10	5,40	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	11,040	0,08%	-0,99%	13331,27
15	NODO 2	NODO 2.1	20215	961		130	5,69	16 mm2	5,10	4,13	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	16,226	0,12%	-0,96%	13326,08
16	NODO 2.1	SET17	21845	1630	40	40	1,75	16 mm2	5,10	4,13	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	27,523	0,21%	-0,75%	13298,56
17	NODO 2.1	SET18	20815	600	40	90	3,94	16 mm2	5,10	2,86	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	7,015	0,05%	-0,90%	13319,07
17	NODO 2.1	SET19	25915	5100	25	50	2,19	16 mm2	5,10	1,59	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	33,135	0,25%	-0,65%	13285,93
18	NODO 2.1	SET20	28250	2335	25	25	1,09	16 mm2	5,10	0,80	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	7,585	0,06%	-0,59%	13278,35
19	ET	SET21	22204	2950	63	835	36,52	35 mm2	7,56	23,85	0,92	0,39	0,952	1,175	0,374	149,639	1,13%	0,06%	13192,67
20	ET	NODO 3	23564	1360	40	772	33,77	35 mm2	7,56	21,89	0,93	0,37	0,952	1,175	0,374	63,417	0,48%	0,54%	13129,25
21	NODO 3	SET22	24414	850	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,27	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	4,415	0,03%	0,57%	13124,83
19	ET	SET23	25515	1951	63	732	32,02	35 mm2	7,56	20,65	0,93	0,36	0,952	1,175	0,374	85,900	0,65%	1,19%	13043,35
22	ET	NODO 4	28526	3011		669	29,26	35 mm2	7,56	18,71	0,94	0,34	0,952	1,175	0,374	120,241	0,91%	2,10%	12923,11
23	ET	SET24	28726	200	160	669	29,26	35 mm2	7,56	18,71	0,94	0,34	0,952	1,175	0,374	7,987	0,06%	2,16%	12915,12
23	ET	SET25	30326	1600	63	509	22,26	16 mm2	5,10	13,86	0,97	0,25	2,09	2,579	0,399	99,690	0,76%	2,91%	12815,43
23	ET	SET26	31326	1000		446	19,51	35 mm2	7,56	11,99	0,98	0,20	0,952	1,175	0,374	25,462	0,19%	3,11%	12789,97
23	ET	SET27	32145	1819	63	446	19,51	35 mm2	7,56	11,99	0,98	0,20	0,952	1,175	0,374	46,316	0,35%	3,46%	12743,65
24	ET	NODO 5	33700	1555	40	383	16,75	35 mm2	7,56	10,17	0,99	0,13	0,952	1,175	0,374	33,226	0,25%	3,71%	12710,43
25	NODO 5	SET28	36338	2638	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,27	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	13,702	0,10%	3,81%	12696,73
23	ET	SET29	35082	1382		343	15,00	35 mm2	7,56	9,05	1,00	0,07	0,952	1,175	0,374	25,934	0,20%	3,91%	12684,49
26	ET	NODO 6	36621	1539	63	343	15,00	35 mm2	7,56	9,05	1,00	0,07	0,952	1,175	0,374	28,880	0,22%	4,12%	12655,61
27	NODO 6	SET30	38898	2277	63	63	2,76	16 mm2	5,10	2,00	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	18,619	0,14%	4,27%	12636,99
23	ET	SET31	38316	1695		280	12,25	35 mm2	7,56	7,88	0,94	0,35	0,952	1,175	0,374	28,470	0,22%	4,34%	12627,14
28	ET	NODO 7	39756	1440	280	280	12,25	35 mm2	7,56	7,88	0,94	0,35	0,952	1,175	0,374	24,187	0,18%	4,52%	12602,96
29	NODO 7	NODO 7.1	40361	605		120	5,25	16 mm2	5,10	3,81	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	9,427	0,07%	4,59%	12593,53
30	NODO 7.1	SET32	40941	580	40	120	5,25	16 mm2	5,10	3,81	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	9,038	0,07%	4,66%	12584,49
30	NODO 7.1	SET33	41947	1586	40	80	3,50	16 mm2	5,10	2,54	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	16,475	0,12%	4,79%	12568,02
31	NODO 7.1	SET34	43990	2043	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,27	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	10,611	0,08%	4,87%	12557,40
32	NODO 7	SET35	40386	630	40	160	7,00	16 mm2	5,10	5,08	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	13,089	0,10%	4,62%	12589,87
32	NODO 7	SET36	43372	2986	40	120	5,25	16 mm2	5,10	3,81	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	46,528	0,35%	4,97%	12543,34
32	NODO 7	SET37	44629	1257	40	80	3,50	16 mm2	5,10	2,54	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	13,058	0,10%	5,07%	12530,28
32	NODO 7	SET38	47908	3279	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,27	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	17,031	0,13%	5,20%	12513,25

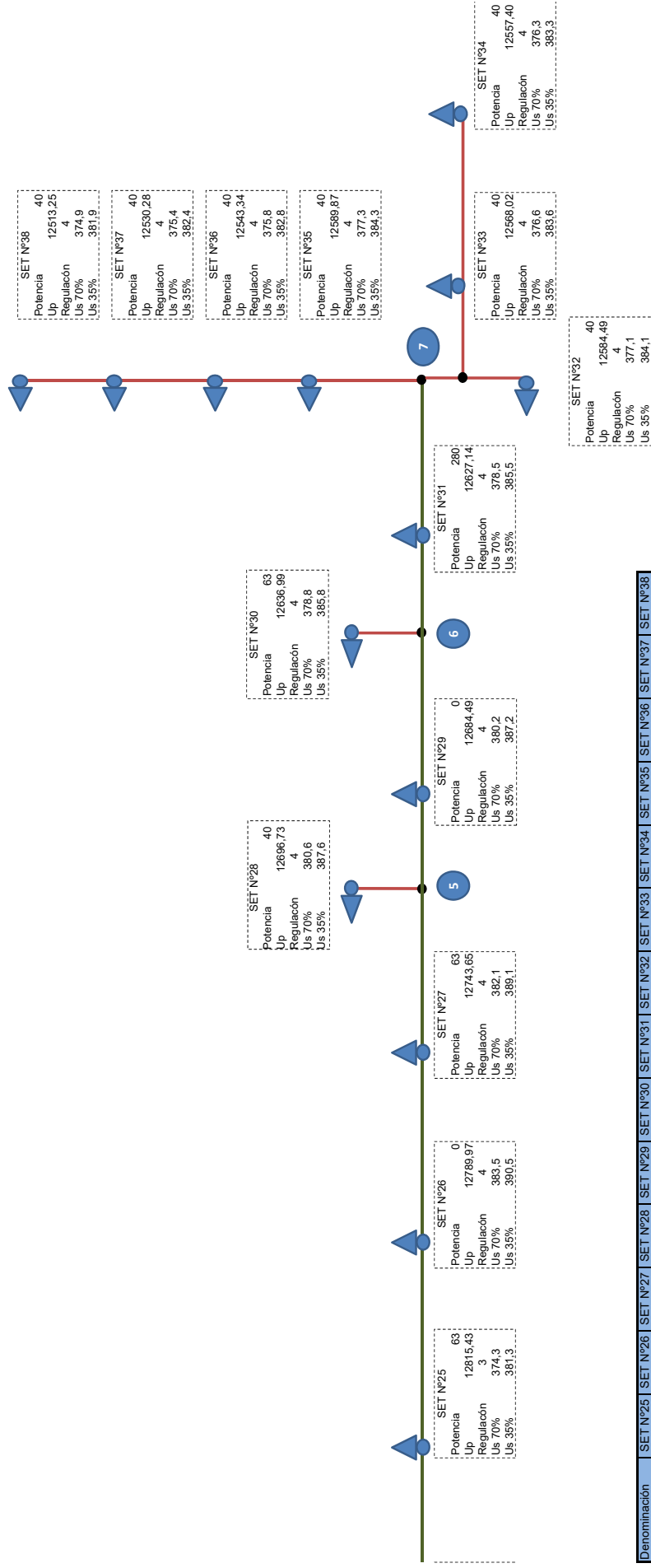


Denominación	ET	SET N°1	SET N°2	SET N°3	SET N°4	SET N°5	SET N°6	SET N°7	SET N°8	SET N°9
Up (V)	13200,00	13106,99	13036,17	12972,90	12910,06	12851,25	12785,11	12726,02	12664,62	12618,78
Distancia (km)	0,00	0,69	1,62	2,33	3,10	3,90	4,69	5,83	6,84	7,64
Regulación (STH)	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Us 70%	386,00	383,18	381,04	379,12	377,21	375,43	383,36	381,53	379,62	378,19
Us 35%	393,00	390,18	388,04	386,12	384,21	382,43	390,36	388,53	386,62	385,19
ΔUp % (MT)	0,00%	-0,70%	-1,24%	-1,72%	-2,20%	-2,64%	-3,14%	-3,59%	-4,06%	-4,40%
ΔUs100 % (BT)	1,58%	0,84%	0,27%	-0,23%	-0,73%	-1,20%	0,88%	0,40%	-0,10%	-0,48%
ΔUs50 % (BT)	3,42%	2,68%	2,11%	1,61%	1,11%	0,64%	2,73%	2,24%	1,74%	1,37%

Esquema de Regulación - Estado a 5 años - Página 2



Denominación	SET N°0	SET N°11	SET N°12	SET N°13	SET N°14	SET N°15	SET N°16	SET N°17	SET N°18	SET N°19	SET N°20	SET N°21	SET N°22	SET N°23	SET N°24
Up (V)	12572,82	12507,84	12446,05	13525,21	13529,18	13524,95	13331,27	13296,56	13319,07	13285,93	13278,35	13192,67	13124,83	13043,35	12915,12
Distancia (km)	8,45	9,64	10,85	29,59	26,06	27,96	28,46	21,85	20,82	25,92	28,25	22,20	24,41	25,52	28,73
Regulación (STEP)	4,00	4,00	5,00	1,00	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00
Us 70%	376,76	374,74	383,00	376,34	376,45	376,33	380,12	379,16	379,76	378,78	378,56	376,03	383,72	381,25	377,37
Us 35%	383,76	381,74	390,00	383,34	383,45	383,33	387,12	386,16	386,76	385,78	385,56	383,03	390,72	388,25	384,37
ΔUp % (MT)	-4,75%	-5,24%	-5,71%	2,46%	2,49%	2,46%	0,99%	0,75%	0,90%	0,65%	-0,06%	-0,57%	-1,19%	-2,16%	-2,16%
ΔUs100 % (BT)	-0,85%	-1,38%	0,79%	-0,96%	-0,93%	-0,97%	0,03%	-0,22%	-0,06%	-0,32%	-0,38%	-1,05%	0,96%	0,33%	-0,69%
ΔUs50 % (BT)	0,99%	0,46%	2,63%	0,88%	0,91%	0,88%	1,87%	1,62%	1,78%	1,52%	1,46%	0,80%	2,82%	2,17%	1,15%



Denominación	SET N°25	SET N°26	SET N°27	SET N°28	SET N°29	SET N°30	SET N°31	SET N°32	SET N°33	SET N°34	SET N°35	SET N°36	SET N°37	SET N°38
Up (V)	12815,43	12789,97	12743,65	12696,73	12684,49	12636,99	12627,14	12584,49	12568,02	12557,40	12543,34	12530,28	12513,25	12500,28
Distancia (km)	30,33	31,33	32,15	36,34	35,08	38,90	38,32	40,94	41,95	43,99	40,39	43,37	44,63	47,91
Regulación (STEP)	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Us 70%	374,35	383,51	382,07	380,61	380,23	378,76	378,45	377,13	376,61	376,28	377,29	375,85	375,44	374,91
Us 35%	381,35	390,51	389,07	387,23	387,83	385,76	385,45	384,13	383,61	383,28	384,29	382,85	382,44	381,91
ΔUp % (MT)	-2,91%	-3,11%	-3,46%	-3,81%	-3,91%	-4,27%	-4,34%	-4,66%	-4,79%	-4,87%	-4,97%	-5,07%	-5,20%	-5,20%
ΔUs100 % (BT)	-1,49%	0,92%	0,55%	0,16%	0,06%	-0,33%	-0,41%	-0,76%	-0,89%	-0,98%	-0,71%	-1,09%	-1,20%	-1,34%
ΔUs50 % (BT)	0,35%	2,77%	2,39%	2,00%	1,90%	1,52%	1,43%	1,09%	0,95%	0,86%	1,13%	0,75%	0,64%	0,60%

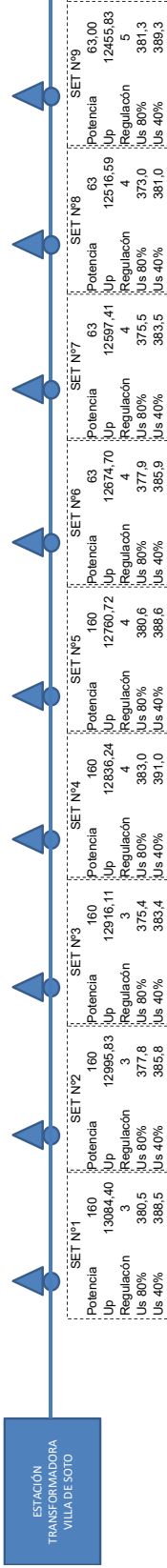
Análisis de Cargas - Estado a 10 años

Factor de Simultaneidad	100%	%
Estado de Carga Trafos	80%	%

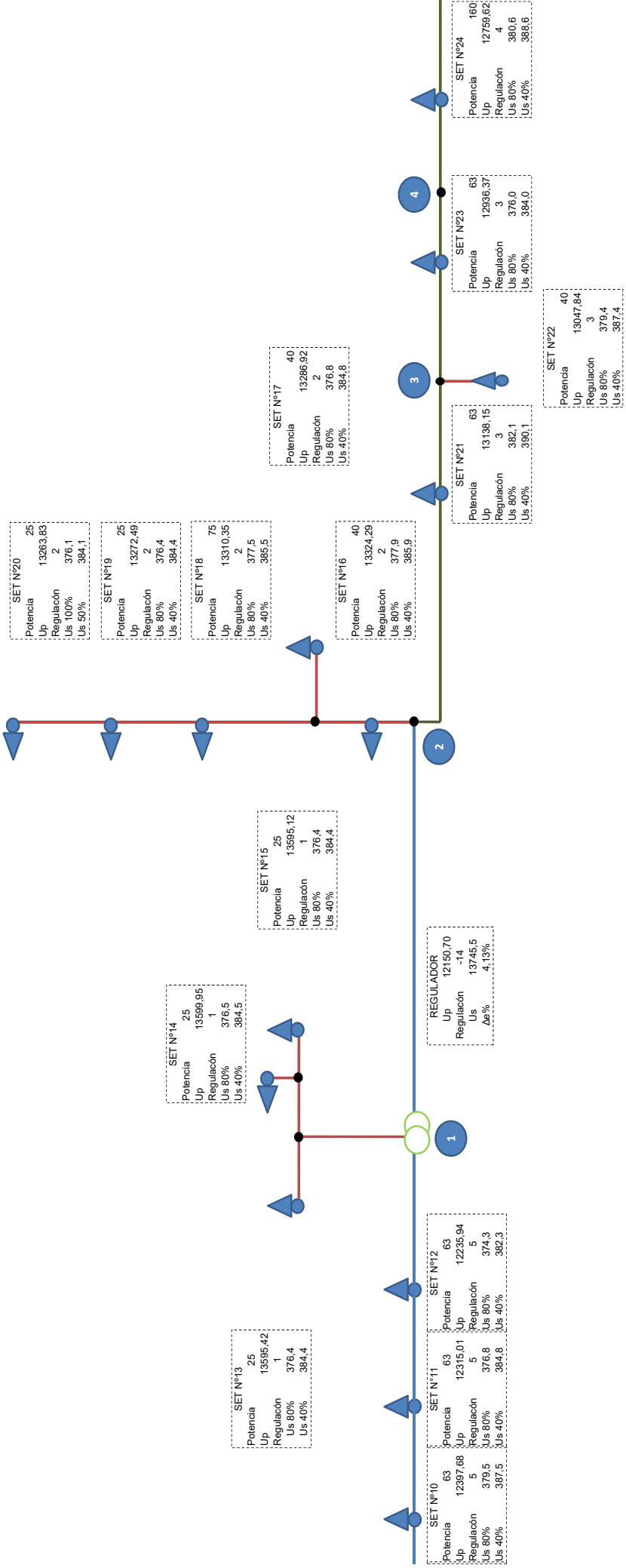
ID	Bañado de Soto - Marmolera		Potencia Transformadores (kVA)	Potencia Transformadores según estado de carga [kVA]	Potencia ACUMULADA	Reactancia TRANSFORMADOR			BAJA TENSIÓN					MEDIA TENSIÓN					Corriente Efectiva	
						Qo [kVAr]	Qc [kVAr]	Qt [kVAr]	Cos Φ de la CARGA	Potencia Activa		Potencia Reactiva	Potencia Reactiva			Potencia Aparente		Cos Φ Inicial		
										Por Carga	Acumulada	Por Carga	Inductiva Por Carga	Capacitiva Por Carga	Reactiva Por Carga	Acumulada	Por Carga			Acumulada
1	ET	SET1	160	128	1952,8	3,65	3,77057237	7,42	0,86	110,08	1679,41	65,32	72,73	72,73	993,77	131,94	1951,41	0,86	85,35	
2	ET	SET2	160	128	1824,8	3,65	3,77057237	7,42	0,86	110,08	1569,33	65,32	72,73	72,73	921,04	131,94	1819,64	0,86	79,59	
3	ET	SET3	160	128	1696,8	3,65	3,77057237	7,42	0,86	110,08	1459,25	65,32	72,73	72,73	848,30	131,94	1687,90	0,86	73,83	
4	ET	SET4	160	128	1568,8	3,65	3,77057237	7,42	0,86	110,08	1349,17	65,32	72,73	72,73	775,57	131,94	1556,20	0,87	68,07	
5	ET	SET5	160	128	1440,8	3,65	3,77057237	7,42	0,86	110,08	1239,09	65,32	72,73	72,73	702,83	131,94	1424,54	0,87	62,31	
6	ET	SET6	63	50,4	1312,8	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	1129,01	25,72	28,96	28,96	630,10	52,13	1292,94	0,87	56,55	
7	ET	SET7	63	50,4	1262,4	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	1085,66	25,72	28,96	28,96	601,14	52,13	1240,98	0,87	54,28	
8	ET	SET8	63	50,4	1212	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	1042,32	25,72	28,96	28,96	572,17	52,13	1189,04	0,88	52,01	
9	ET	SET9	63	50,4	1161,6	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	998,98	25,72	28,96	28,96	543,21	52,13	1137,11	0,88	49,74	
10	ET	SET10	63	50,4	1111,2	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	955,63	25,72	28,96	28,96	514,25	52,13	1085,21	0,88	47,47	
11	ET	SET11	63	50,4	1060,8	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	912,29	25,72	28,96	28,96	485,28	52,13	1033,33	0,88	45,20	
12	ET	SET12	63	50,4	1010,4	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	868,94	25,72	28,96	28,96	456,32	52,13	981,47	0,89	42,93	
8	ET	NODO 1		0	960	0,00	0	0,00	0,86	0,00	825,60	0,00	0,00	0,00	427,36	0,00	929,65	0,89	40,66	
9	NODO 1	NODO 1.1		0	60	0,00	0	0,00	0,86	0,00	51,60	0,00	0,00	0,00	34,82	0,00	62,25	0,83	2,72	
10	NODO 1.1	SET13	25	20	20	0,81	0,58765977	1,40	0,86	17,20	17,20	10,21	11,61	11,61	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91	
11	NODO 1.1	NODO 1.1.1		0	40	0,00	0	0,00	0,86	0,00	34,40	0,00	0,00	0,00	23,21	0,00	41,50	0,83	1,82	
12	NODO 1.1.1	SET14	25	20	40	0,81	0,58765977	1,40	0,86	17,20	34,40	10,21	11,61	11,61	23,21	20,75	41,50	0,83	1,82	
13	NODO 1.1.1	SET15	25	20	20	0,81	0,58765977	1,40	0,86	17,20	17,20	10,21	11,61	11,61	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91	
14	ET	NODO 2		0	900	0,00	0	0,00	0,86	0,00	774,00	0,00	0,00	0,00	392,54	0,00	867,85	0,89	37,96	
15	NODO 2	SET16	40	32	136	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	116,96	16,33	18,45	18,45	78,57	33,13	140,90	0,83	6,16	
15	NODO 2	NODO 2.1		0	104	0,00	0	0,00	0,86	0,00	89,44	0,00	0,00	0,00	60,12	0,00	107,77	0,83	4,71	
16	NODO 2.1	SET17	40	32	104	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	89,44	16,33	18,45	18,45	60,12	33,13	107,77	0,83	4,71	
17	NODO 2.1	SET18	40	32	72	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	61,92	16,33	18,45	18,45	41,66	33,13	74,63	0,83	3,26	
17	NODO 2.1	SET19	25	20	40	0,81	0,58765977	1,40	0,86	17,20	34,40	10,21	11,61	11,61	23,21	20,75	41,50	0,83	1,82	
18	NODO 2.1	SET20	25	20	20	0,81	0,58765977	1,40	0,86	17,20	17,20	10,21	11,61	11,61	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91	
19	ET	SET21	63	50,4	764	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	657,04	25,72	28,96	28,96	313,97	52,13	728,20	0,90	31,85	
20	ET	NODO 3		0	713,6	0,00	0	0,00	0,86	0,00	613,70	0,00	0,00	0,00	285,01	0,00	676,65	0,91	29,60	
21	NODO 3	SET22	40	32	32	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	27,52	16,33	18,45	18,45	18,45	33,13	33,13	0,83	1,45	
19	ET	SET23	63	50,4	681,6	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	586,18	25,72	28,96	28,96	266,55	52,13	643,94	0,91	28,16	
22	ET	NODO 4		0	631,2	0,00	0	0,00	0,86	0,00	542,83	0,00	0,00	0,00	237,59	0,00	592,55	0,92	25,92	
23	ET	SET24	160	128	631,2	3,65	3,77057237	7,42	0,86	110,08	542,83	65,32	72,73	72,73	237,59	131,94	592,55	0,92	25,92	
23	ET	SET25	63	50,4	503,2	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	432,75	25,72	28,96	28,96	164,86	52,13	463,09	0,93	20,25	
23	ET	SET26	40	32	452,8	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	389,41	16,33	18,45	18,45	135,89	33,13	412,44	0,94	18,04	
23	ET	SET27	63	50,4	420,8	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	361,89	25,72	28,96	28,96	117,44	52,13	380,47	0,95	16,64	
24	ET	NODO 5		0	370,4	0,00	0	0,00	0,86	0,00	318,54	0,00	0,00	0,00	88,48	0,00	330,60	0,96	14,46	
25	NODO 5	SET28	40	32	32	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	27,52	16,33	18,45	18,45	18,45	33,13	33,13	0,83	1,45	
23	ET	SET29	40	32	338,4	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	291,02	16,33	18,45	18,45	70,03	33,13	299,33	0,97	13,09	
26	ET	NODO 6		0	306,4	0,00	0	0,00	0,86	0,00	263,50	0,00	0,00	75,00	-75,00	51,58	0,00	268,50	0,98	11,74
27	NODO 6	SET30	63	50,4	50,4	1,69	1,55912263	3,24	0,86	43,34	43,34	25,72	28,96	28,96	28,96	52,13	52,13	0,83	2,28	
23	ET	SET31	40	32	256	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	220,16	16,33	18,45	18,45	97,61	33,13	240,83	0,91	10,53	
28	ET	NODO 7		0	224	0,00	0	0,00	0,86	0,00	192,64	0,00	0,00	50,00	-50,00	79,16	0,00	208,27	0,92	9,11
29	NODO 7	NODO 7.1		0	96	0,00	0	0,00	0,86	0,00	82,56	0,00	0,00	0,00	55,35	0,00	99,40	0,83	4,35	
30	NODO 7.1	SET32	40	32	96	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	82,56	16,33	18,45	18,45	55,35	33,13	99,40	0,83	4,35	
30	NODO 7.1	SET33	40	32	64	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	55,04	16,33	18,45	18,45	36,90	33,13	66,27	0,83	2,90	
31	NODO 7.1	SET34	40	32	32	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	27,52	16,33	18,45	18,45	18,45	33,13	33,13	0,83	1,45	
32	NODO 7	SET35	40	32	128	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	110,08	16,33	18,45	18,45	73,81	33,13	132,53	0,83	5,80	
32	NODO 7	SET36	40	32	96	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	82,56	16,33	18,45	18,45	55,35	33,13	99,40	0,83	4,35	
32	NODO 7	SET37	40	32	64	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	55,04	16,33	18,45	18,45	36,90	33,13	66,27	0,83	2,90	
32	NODO 7	SET38	40	32	32	1,19	0,93569226	2,12	0,86	27,52	27,52	16,33	18,45	18,45	18,45	33,13	33,13	0,83	1,45	

Caida de Tensión - Estado a 10 años

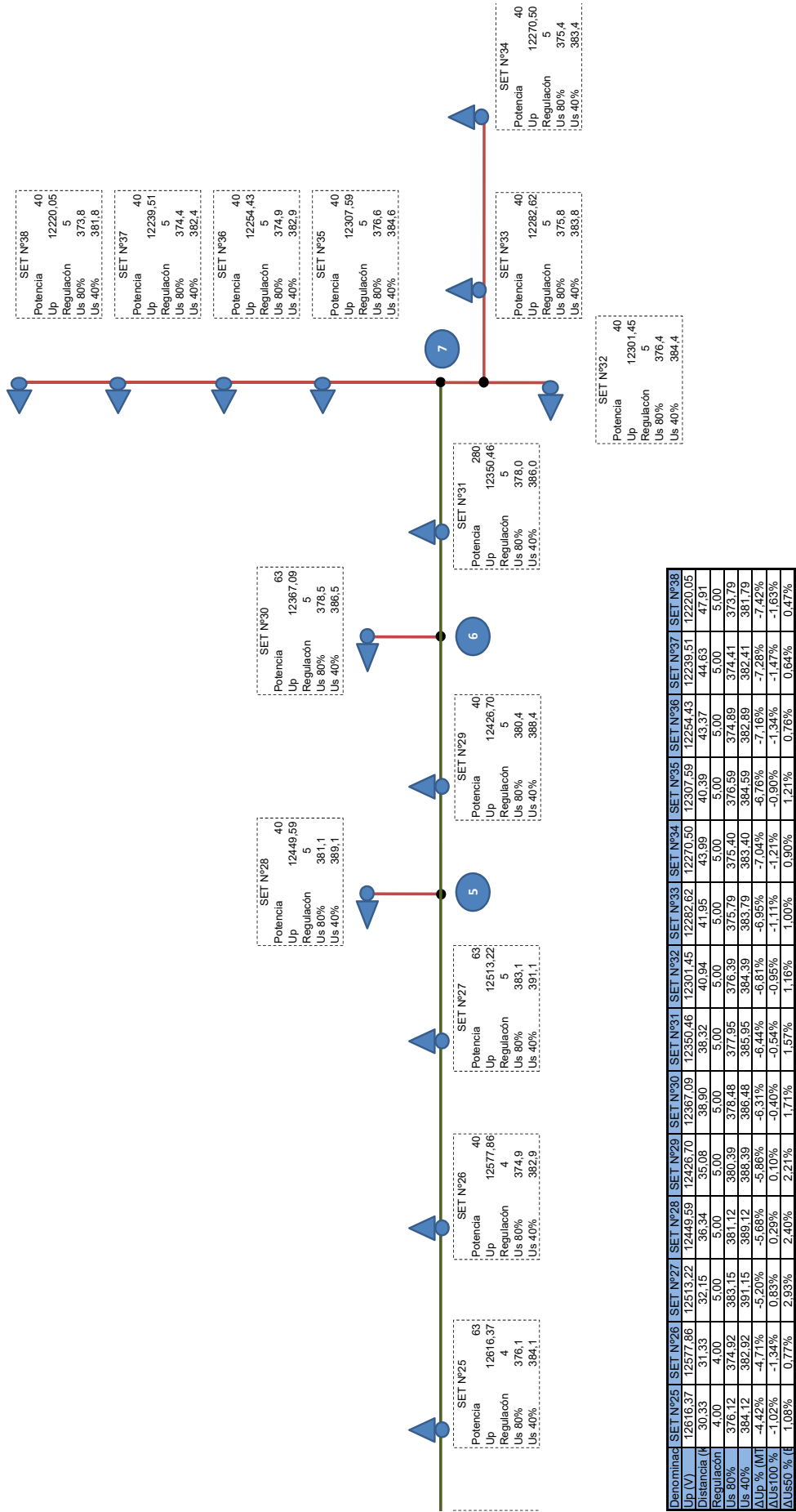
	Pichanas - Serrezuela		Longitud	Longitud Parcial m	Potencia kVA	Potencia Total kVA	Corriente Nominal A	Sección	Diámetro mm	Corriente Demandada A	Cos ϕ	Sen ϕ	Resistencia a 20 °C	Resistencia a 80°C	Reactancia Ω /km	Δe	Δe %	Δe % Acumulado	Tensión V
1	ET	SET1	890	890	160	2441	106,77	50 mm2	9,25	85,35	0,86	0,51	0,654	0,807	0,361	115,599	0,88%	0,88%	13084,40
2	ET	SET2	1621	731	160	2281	99,77	50 mm2	9,25	79,59	0,86	0,51	0,654	0,807	0,361	88,571	0,67%	1,55%	12995,83
3	ET	SET3	2330	709	160	2121	92,77	50 mm2	9,25	73,83	0,86	0,50	0,654	0,807	0,361	79,722	0,60%	2,15%	12916,11
4	ET	SET4	3100	770	160	1961	85,77	50 mm2	9,25	68,07	0,87	0,50	0,654	0,807	0,361	79,865	0,61%	2,76%	12836,24
5	ET	SET5	3895	795	160	1801	78,77	50 mm2	9,25	62,31	0,87	0,49	0,654	0,807	0,361	75,525	0,57%	3,33%	12760,72
6	ET	SET6	4892	997	63	1641	71,78	50 mm2	9,25	56,55	0,87	0,49	0,654	0,807	0,361	86,019	0,65%	3,98%	12674,70
7	ET	SET7	5825	933	63	1578	69,02	50 mm2	9,25	54,28	0,87	0,48	0,654	0,807	0,361	77,285	0,59%	4,57%	12597,41
8	ET	SET8	6843	1018	63	1515	66,26	50 mm2	9,25	52,01	0,88	0,48	0,654	0,807	0,361	80,821	0,61%	5,18%	12516,59
9	ET	SET9	7643	800	63	1452	63,51	50 mm2	9,25	49,74	0,88	0,48	0,654	0,807	0,361	60,759	0,46%	5,64%	12455,83
10	ET	SET10	8445	802	63	1389	60,75	50 mm2	9,25	47,47	0,88	0,47	0,654	0,807	0,361	58,150	0,44%	6,08%	12397,68
11	ET	SET11	9642	1197	63	1326	58,00	50 mm2	9,25	45,20	0,88	0,47	0,654	0,807	0,361	82,669	0,63%	6,70%	12315,01
12	ET	SET12	10847	1205	63	1263	55,24	50 mm2	9,25	42,93	0,89	0,46	0,654	0,807	0,361	79,072	0,60%	7,30%	12235,94
8	ET	NODO 1	12218	1371	75	1200	52,49	50 mm2	9,25	40,66	0,89	0,46	0,654	0,807	0,361	85,245	0,65%	7,95%	12150,70
9	NODO 1	NODO 1.1	23747	11529	75	3,28	16 mm2	5,10	2,72	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	128,362	0,97%	-3,16%	13617,11	
10	NODO 1.1	SET13	29593	5846	25	25	1,09	16 mm2	5,10	0,91	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	21,696	0,16%	-3,00%	13595,42
11	NODO 1.1	SET14	25460	1713	50	2,19	16 mm2	5,10	1,82	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	12,715	0,10%	-3,06%	13604,40	
12	NODO 1.1	SET14	26060	600	25	50	2,19	16 mm2	5,10	1,82	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	4,454	0,03%	-3,03%	13599,95
13	NODO 1.1	SET15	27960	2500	25	25	1,09	16 mm2	5,10	0,91	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	9,278	0,07%	-2,99%	13595,12
14	ET	NODO 2	19254	7036	170	1125	49,21	50 mm2	9,25	37,96	0,89	0,45	0,654	0,807	0,361	408,574	3,10%	-1,04%	13336,90
15	NODO 2	SET16	28460	500	40	170	7,44	16 mm2	5,10	6,16	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	12,613	0,10%	-0,94%	13324,29
15	NODO 2	NODO 2.1	20215	961	130	5,69	16 mm2	5,10	4,71	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	18,539	0,14%	-0,90%	13318,36	
16	NODO 2.1	SET17	21845	1630	40	40	1,75	16 mm2	5,10	4,71	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	31,445	0,24%	-0,66%	13286,92
17	NODO 2.1	SET18	20815	600	40	90	3,94	16 mm2	5,10	3,26	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	8,014	0,06%	-0,84%	13310,35
17	NODO 2.1	SET19	25915	5100	25	50	2,19	16 mm2	5,10	1,82	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	37,855	0,29%	-0,55%	13272,49
18	NODO 2.1	SET20	28250	2335	25	25	1,09	16 mm2	5,10	0,91	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	8,666	0,07%	-0,48%	13263,83
19	ET	SET21	22204	2950	63	955	41,77	35 mm2	7,56	31,85	0,90	0,43	0,952	1,175	0,374	198,750	1,51%	0,47%	13138,15
20	ET	NODO 3	23564	1360	40	892	39,01	35 mm2	7,56	29,60	0,91	0,42	0,952	1,175	0,374	85,264	0,65%	1,11%	13052,89
21	NODO 3	SET22	24414	850	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,45	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	5,044	0,04%	1,15%	13047,84
19	ET	SET23	25515	1951	63	852	37,27	35 mm2	7,56	28,16	0,91	0,41	0,952	1,175	0,374	116,518	0,88%	2,00%	12936,37
22	ET	NODO 4	28526	3011	789	34,51	35 mm2	7,56	25,92	0,92	0,40	0,952	1,175	0,374	165,737	1,26%	3,25%	12770,63	
23	ET	SET24	28726	200	160	789	34,51	35 mm2	7,56	25,92	0,92	0,40	0,952	1,175	0,374	11,009	0,08%	3,34%	12759,62
23	ET	SET25	30326	1600	63	629	27,51	16 mm2	5,10	20,25	0,93	0,36	2,09	2,579	0,399	143,253	1,09%	4,42%	12616,37
23	ET	SET26	31326	1000	40	566	24,76	35 mm2	7,56	18,04	0,94	0,33	0,952	1,175	0,374	38,508	0,29%	4,71%	12577,86
23	ET	SET27	32145	1819	63	526	23,01	35 mm2	7,56	16,64	0,95	0,31	0,952	1,175	0,374	64,639	0,49%	5,20%	12513,22
24	ET	NODO 5	33700	1555	40	463	20,25	35 mm2	7,56	14,46	0,96	0,27	0,952	1,175	0,374	47,983	0,36%	5,57%	12465,24
25	NODO 5	SET28	36338	2638	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,45	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	15,655	0,12%	5,68%	12449,59
23	ET	SET29	35082	1382	40	423	18,50	35 mm2	7,56	13,09	0,97	0,23	0,952	1,175	0,374	38,537	0,29%	5,86%	12426,70
26	ET	NODO 6	36621	1539	63	383	16,75	35 mm2	7,56	11,74	0,98	0,19	0,952	1,175	0,374	38,341	0,29%	6,15%	12388,36
27	NODO 6	SET30	38898	2277	63	63	2,76	16 mm2	5,10	2,28	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	21,276	0,16%	6,31%	12367,09
23	ET	SET31	38316	1695	40	320	14,00	35 mm2	7,56	10,53	0,91	0,41	0,952	1,175	0,374	37,900	0,29%	6,44%	12350,46
28	ET	NODO 7	39756	1440	280	280	12,25	35 mm2	7,56	9,11	0,92	0,38	0,952	1,175	0,374	27,919	0,21%	6,65%	12322,54
29	NODO 7	NODO 7.1	40361	605	120	5,25	16 mm2	5,10	4,35	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	10,771	0,08%	6,73%	12311,77	
30	NODO 7.1	SET32	40941	580	40	120	5,25	16 mm2	5,10	4,35	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	10,326	0,08%	6,81%	12301,45
30	NODO 7.1	SET33	41947	1586	40	80	3,50	16 mm2	5,10	2,90	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	18,824	0,14%	6,95%	12282,62
31	NODO 7.1	SET34	43990	2043	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,45	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	12,124	0,09%	7,04%	12270,50
32	NODO 7	SET35	40386	630	40	160	7,00	16 mm2	5,10	5,80	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	14,955	0,11%	6,76%	12307,59
32	NODO 7	SET36	43372	2986	40	120	5,25	16 mm2	5,10	4,35	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	53,161	0,40%	7,16%	12254,43
32	NODO 7	SET37	44629	1257	40	80	3,50	16 mm2	5,10	2,90	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	14,919	0,11%	7,28%	12239,51
32	NODO 7	SET38	47908	3279	40	40	1,75	16 mm2	5,10	1,45	0,83	0,56	2,09	2,579	0,399	19,459	0,15%	7,42%	12220,05



Denominación	ET	SET N°1	SET N°2	SET N°3	SET N°4	SET N°5	SET N°6	SET N°7	SET N°8	SET N°9
Up (V)	13200,00	13084,40	12995,83	12916,11	12836,24	12760,72	12674,70	12597,41	12516,59	12455,83
Distancia (km)	0,00	0,89	1,62	2,33	3,10	3,90	4,69	5,83	6,84	7,64
Regulación (STf)	0,00	3,00	3,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00
Us 80%	384,00	380,50	377,81	375,40	382,95	380,60	377,93	375,53	373,02	381,32
Us 40%	392,00	388,50	385,81	383,40	390,95	388,60	385,93	383,53	381,02	389,32
ΔUP % (MT)	0,00%	-0,88%	-1,55%	-2,15%	-2,76%	-3,33%	-3,98%	-4,57%	-5,16%	-5,64%
ΔUS100 % (BT)	1,05%	0,13%	-0,58%	-1,21%	0,78%	0,16%	-1,16%	-1,84%	0,35%	0,35%
ΔUS50 % (BT)	3,16%	2,24%	1,53%	0,89%	2,88%	2,26%	1,56%	0,93%	0,27%	2,45%



Denominación	SET N°10	SET N°11	SET N°12	SET N°13	SET N°14	SET N°15	SET N°16	SET N°17	SET N°18	SET N°19	SET N°20	SET N°21	SET N°22	SET N°23	SET N°24
Up (V)	12397,68	12315,01	12235,94	13595,42	13599,85	13595,12	13324,29	13286,92	13310,35	13272,48	13263,83	13138,15	13047,84	12936,37	12759,62
Distancia (km)	8,45	9,64	10,85	29,59	26,06	27,86	28,46	21,85	20,82	25,92	28,25	22,20	24,41	25,52	28,73
Regulación (STEP)	5,00	5,00	5,00	1,00	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	4,00
Us 80%	379,46	376,82	374,30	376,36	376,49	376,36	377,92	376,81	377,51	376,39	382,13	379,39	376,01	376,01	380,57
Us 40%	387,46	384,82	382,30	384,36	384,49	384,36	385,92	384,81	385,51	384,39	384,13	380,13	387,39	384,01	388,57
ΔUp % (MIT)	-5,08%	-6,70%	-7,30%	3,00%	3,03%	0,94%	0,94%	0,66%	0,64%	0,59%	0,45%	-0,47%	-1,15%	-2,00%	-3,34%
ΔUs100 % (BT)	-0,14%	-0,84%	-1,50%	-0,96%	-0,92%	-0,96%	-0,96%	-0,84%	-0,84%	-0,84%	-1,02%	0,56%	-0,16%	-1,05%	-0,15%
ΔUs50 % (BT)	1,96%	1,27%	0,61%	1,15%	1,18%	1,15%	1,56%	1,27%	1,45%	1,15%	1,09%	2,66%	1,94%	1,06%	2,26%



7.3.2 Distribuidor Bañado – La Marmolera

ANÁLISIS DE CARGAS-ESTADO ACTUAL

Factor de Simultaneidad	100,00%	%
Estado de Carga Trafos	60%	%

Nº	Bañado de Soto - Marmolera		Potencia Transformadores (kVA)	Pot. Trafo según Est. De Carga	Potencia ACUMULADA	Potencia Reactiva TRANSFORMADOR			BAJA TENSIÓN			MEDIA TENSIÓN					Corriente Efectiva (A)	
						Qo	Qc	Qt	Cos Φ de la CARGA	Potencia Activa Por Carga (kW)	Potencia Reactiva Por Carga (kVAr)	Potencia Activa Por Carga (kW)	Potencia Reactiva (kVAr)		Potencia Aparente (kVA)			Cos Φ Inicial
													Inductiva	Acumulada	Por Carga	Acumulada		
1	ET	SET1	160	96	1431,6	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	1246,30	54,76	793,39	99,07	1477,40	0,844	64,620
2	ET	SET2	160	96	1335,6	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	1163,74	54,76	738,63	99,07	1378,35	0,844	60,287
3	ET	SET3	160	96	1239,6	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	1081,18	54,76	683,88	99,07	1279,31	0,845	55,955
4	ET	SET4	630	378	1143,6	11,25	8,69	19,94	0,9	340,20	164,77	998,62	184,70	629,12	387,11	1180,27	0,846	51,623
5	ET	SET5	160	96	765,6	3,65	2,12	5,77	0,86	82,56	48,99	658,42	54,76	444,42	99,07	794,37	0,829	34,745
6	ET	SET6	63	37,8	669,6	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	575,86	21,85	389,66	39,17	695,30	0,828	30,412
7	ET	NODO 1		0	631,8	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	543,35	0,00	367,81		656,13	0,828	28,698
8	NODO 1	SET7	16	9,6	19,2	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	16,51	5,62	11,23	9,99	19,97	0,827	0,874
9	NODO 1	SET8	16	9,6	9,6	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	8,26	5,62	5,62	9,99	9,99	0,827	0,437
10	ET	SET9	40	24	612,6	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	526,84	13,96	356,58	24,92	636,16	0,828	27,825
11	ET	SET10	40	24	588,6	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	506,20	13,96	342,62	24,92	611,25	0,828	26,735
12	ET	NODO 2		0	564,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	485,56	0,00	328,66		586,33	0,828	25,645
13	NODO 2	SET11	63	37,8	52,8	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	45,41	21,85	30,65	39,17	54,78	0,829	2,396
14	NODO 2	SET12	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	12,90	8,80	8,80	15,61	15,61	0,826	0,683
15	ET	SET13	40	24	511,8	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	440,15	13,96	298,01	24,92	531,54	0,828	23,249
16	ET	NODO 3		0	487,8	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	419,51	0,00	284,05		506,63	0,828	22,159
17	NODO 3	SET14	16	9,6	34,2	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	29,41	5,62	20,03	9,99	35,59	0,827	1,556
18	SET9	NODO 3.1		0	24,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	21,16	0,00	14,42		25,60	0,826	1,120
19	NODO 3.1	SET15	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	12,90	8,80	8,80	15,61	15,61	0,826	0,683
20	NODO 3.1	SET16	16	9,6	15	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	8,26	5,62	5,62	9,99	9,99	0,827	0,437
21	ET	NODO 4		0	453,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	390,10	0,00	264,02		471,04	0,828	20,603
22	NODO 4	SET17	16	9,6	9,6	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	8,26	5,62	5,62	9,99	9,99	0,827	0,437
23	ET	NODO 5		0	444	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	381,84	0,00	258,40		461,06	0,828	20,166
24	NODO 5	SET18	40	24	24	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	20,64	13,96	13,96	24,92	24,92	0,828	1,090
25	ET	NODO 6		0	420	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	361,20	0,00	244,44		436,14	0,828	19,076
26	NODO 6	SET19	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	12,90	8,80	8,80	15,61	15,61	0,826	0,683
27	ET	SET20	40	24	405	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	348,30	13,96	235,64	24,92	420,52	0,828	18,393
28	ET	SET21	25	15	381	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	327,66	8,80	221,68	15,61	395,61	0,828	17,303
29	ET	SET22	25	15	366	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	314,76	8,80	212,88	15,61	379,99	0,828	16,620
30	ET	SET23	40	24	351	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	301,86	13,96	204,09	24,92	364,38	0,828	15,937
31	ET	NODO 7		0	327	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	281,22	0,00	190,13		339,46	0,828	14,848
32	ET	SET24	63	37,8	327	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	281,22	21,85	190,13	39,17	339,46	0,828	14,848
33	ET	NODO 8		0	289,2	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	248,71	0,00	168,28		300,29	0,828	13,134
34	NODO 8	NODO 8.1		0	34,2	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	0,00	29,41	0,00	20,03		35,59	0,827	1,556
35	NODO 8.1	SET25	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	12,90	8,80	8,80	15,61	15,61	0,826	0,683
36	NODO 8.1	SET26	16	9,6	19,2	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	16,51	5,62	11,23	9,99	19,97	0,827	0,874
37	NODO 8.1	SET27	16	9,6	9,6	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	8,26	5,62	5,62	9,99	9,99	0,827	0,437
38	ET	SET28	63	37,8	255	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	219,30	21,85	148,24	39,17	264,70	0,828	11,578
39	ET	SET29	40	24	217,2	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	186,79	13,96	126,39	24,92	225,54	0,828	9,865
40	ET	NODO 9		0	193,2	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	166,15	0,00	112,43		200,62	0,828	8,775
41	NODO 9	SET30	40	24	39	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	33,54	13,96	22,76	24,92	40,53	0,827	1,773
42	NODO 9	SET31	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	12,90	8,80	8,80	15,61	15,61	0,826	0,683
43	NODO 9	SET32	63	37,8	154,2	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	132,61	21,85	89,67	39,17	160,09	0,828	7,002
44	NODO 9	SET33	63	37,8	116,4	1,69	0,88	2,56	0,86	32,51	19,29	100,10	21,85	67,82	39,17	120,92	0,828	5,289
45	NODO 9	SET34	25	15	78,6	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	67,60	8,80	45,97	15,61	81,75	0,827	3,575
46	NODO 9	SET35	25	15	63,6	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	54,70	8,80	37,17	15,61	66,13	0,827	2,893
47	NODO 9	SET36	40	24	48,6	1,19	0,53	1,71	0,86	20,64	12,25	41,80	13,96	28,37	24,92	50,52	0,827	2,210
48	NODO 9	NODO 9.1		0	24,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	21,16	0,00	14,42		25,60	0,826	1,120
49	NODO 9.1	SET37	25	15	15	0,81	0,33	1,14	0,86	12,90	7,65	12,90	8,80	8,80	15,61	15,61	0,826	0,683
50	NODO 9.1	SET38	16	9,6	9,6	0,55	0,17	0,72	0,86	8,26	4,90	8,26	5,62	5,62	9,99	9,99	0,827	0,437

CAÍDA DE TENSIÓN - ESTADO ACTUAL

	Bañado de Soto - Marmolera		Longitud (m)	Diferencia (m)	Potencia SET Instalada kVA	Potencia Conductor Total (kVA)	Corriente Nominal (A)	Sección (mm2)	Diámetro mm	Corriente Efectiva (A)	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 20 °C (Ω/km)	Resistencia a 80°C (Ω/km)	Reactancia (Ω/km)	Δe	Δe %	Δe % Acumulado	Tensión (V)
1	ET	SET1	796	796	160	2386	104,36	50 mm2	9,06	64,62	0,84	0,54	0,66	0,82	0,35	78,85	0,60	0,60	13121,15
2	ET	SET2	1583	787	160	2226	97,36	50 mm2	9,06	60,29	0,84	0,54	0,66	0,82	0,35	72,75	0,55	1,15	13048,40
3	ET	SET3	2511	928	160	2066	90,36	50 mm2	9,06	55,96	0,85	0,53	0,66	0,82	0,35	79,64	0,60	1,75	12968,76
4	ET	SET4	3373	862	630	1906	83,37	50 mm2	9,06	51,62	0,85	0,53	0,66	0,82	0,35	68,27	0,52	2,27	12900,49
5	ET	SET5	4103	730	160	1276	55,81	50 mm2	9,06	34,74	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	38,70	0,29	2,56	12861,79
6	ET	SET6	4605	502	63	1116	48,81	50 mm2	9,06	30,41	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	23,29	0,18	2,74	12838,50
7	ET	NODO 1	8072	3467	0	1053	46,06	50 mm2	9,06	28,70	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	151,77	1,15	3,89	12686,73
8	NODO 1	SET7	12419	4347	16	32	1,40	16 mm2	5,1	0,87	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	15,56	0,12	4,01	12671,17
9	NODO 1	SET8	15440	3021	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,44	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	5,41	0,04	4,05	12665,77
10	ET	SET9	9825	1753	40	1021	44,66	50 mm2	9,06	27,82	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	74,41	0,56	4,45	12612,33
11	ET	SET10	10847	1022	40	981	42,91	50 mm2	9,06	26,74	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	41,68	0,32	4,77	12570,65
12	ET	NODO 2	11571	724	0	941	41,16	50 mm2	9,06	25,65	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	28,32	0,21	4,98	12542,32
13	NODO 2	SET11	13933	2362	63	88	3,85	16 mm2	5,1	2,40	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	23,23	0,18	5,16	12519,09
14	NODO 2	SET12	17806	3873	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,68	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	10,83	0,08	5,24	12508,26
15	ET	SET13	12936	1365	40	853	37,31	50 mm2	9,06	23,25	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	48,41	0,37	5,35	12493,92
16	ET	NODO 3	14321	1385	0	813	35,56	50 mm2	9,06	22,16	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	46,81	0,35	5,70	12447,10
17	NODO 3	SET14	15475	1154	16	57	2,49	16 mm2	5,1	1,56	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	7,36	0,06	5,76	12439,74
18	SET9	NODO 3.1	18619	3144	0	41	1,79	16 mm2	5,1	1,12	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	14,42	0,11	5,87	12425,32
19	NODO 3.1	SET15	18929	310	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,68	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	0,87	0,01	5,88	12424,46
20	NODO 3.1	SET16	19469	850	16	25	1,09	16 mm2	5,1	0,44	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	1,52	0,01	5,88	12423,80
21	ET	NODO 4	16722	2401	0	756	33,07	50 mm2	9,06	20,60	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	75,46	0,57	6,28	12371,64
22	NODO 4	SET17	18687	1965	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,44	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	3,52	0,03	6,30	12368,13
23	ET	NODO 5	18156	1434	0	740	32,37	50 mm2	9,06	20,17	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	44,11	0,33	6,61	12327,53
24	NODO 5	SET18	20128	1972	40	40	1,75	16 mm2	5,1	1,09	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	8,82	0,07	6,68	12318,71
25	ET	NODO 6	19304	1148	0	700	30,62	50 mm2	9,06	19,08	0,83	0,56	0,66	0,82	0,35	33,41	0,25	6,86	12294,12
26	NODO 6	SET19	19940	636	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,68	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	1,78	0,01	6,88	12292,35
27	ET	SET20	19683	379	40	675	29,52	35 mm2	7,56	18,39	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	14,30	0,11	6,97	12279,82
28	ET	SET21	20584	901	25	635	27,77	35 mm2	7,56	17,30	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	31,98	0,24	7,21	12247,84
29	ET	SET22	23266	2682	25	610	26,68	35 mm2	7,56	16,62	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	91,44	0,69	7,91	12156,40
30	ET	SET23	25427	2161	40	585	25,59	35 mm2	7,56	15,94	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	70,66	0,54	8,44	12085,74
31	ET	NODO 7	25948	521	0	545	23,84	35 mm2	7,56	14,85	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	15,87	0,12	8,56	12069,87
32	ET	SET24	26188	240	63	545	23,84	35 mm2	7,56	14,85	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	7,31	0,06	8,62	12062,56
33	ET	NODO 8	26414	226	0	482	21,08	35 mm2	7,56	13,13	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	6,09	0,05	8,66	12056,47
34	NODO 8	NODO 8.1	30332	3918	0	57	2,49	16 mm2	5,1	1,56	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	24,98	0,19	8,85	12031,49
35	NODO 8.1	SET25	31599	1267	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,68	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	3,54	0,03	8,88	12027,95
36	NODO 8.1	SET26	30597	265	16	32	1,40	16 mm2	5,1	0,87	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	0,95	0,01	8,86	12030,54
37	NODO 8.1	SET27	32484	1887	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,44	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	3,38	0,03	8,89	12027,17
38	ET	SET28	28714	2300	63	425	18,59	35 mm2	7,56	11,58	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	54,63	0,41	9,08	12001,84
39	ET	SET29	29024	310	40	362	15,83	35 mm2	7,56	9,86	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	6,27	0,05	9,12	11995,57
40	ET	NODO 9	31021	1997	0	322	14,08	35 mm2	7,56	8,77	0,83	0,56	0,95	1,18	0,37	35,95	0,27	9,40	11959,62
41	NODO 9	SET30	37929	6908	40	65	2,84	16 mm2	5,1	1,77	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	50,21	0,38	9,78	11909,41
42	NODO 9	SET31	51373	13444	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,68	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	37,60	0,28	10,06	11871,81
43	NODO 9	SET32	31205	184	63	257	11,24	16 mm2	5,1	7,00	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	5,29	0,04	9,44	11954,34
44	NODO 9	SET33	31760	555	63	194	8,49	16 mm2	5,1	5,29	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	12,04	0,09	9,53	11942,30
45	NODO 9	SET34	35539	3779	25	131	5,73	16 mm2	5,1	3,58	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	55,37	0,42	9,95	11886,93
46	NODO 9	SET35	36283	744	25	106	4,64	16 mm2	5,1	2,89	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	8,82	0,07	10,01	11878,11
47	NODO 9	SET36	39851	3568	40	81	3,54	16 mm2	5,1	2,21	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	32,32	0,24	10,26	11845,79
48	NODO 9	NODO 9.1	41526	1675	0	41	1,79	16 mm2	5,1	1,12	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	7,68	0,06	10,32	11838,11
49	NODO 9.1	SET37	43629	2103	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,68	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	5,88	0,04	10,36	11832,22
50	NODO 9.1	SET38	44928	3402	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,44	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	6,09	0,05	10,36	11832,02

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO ACTUAL - HOJA N°1

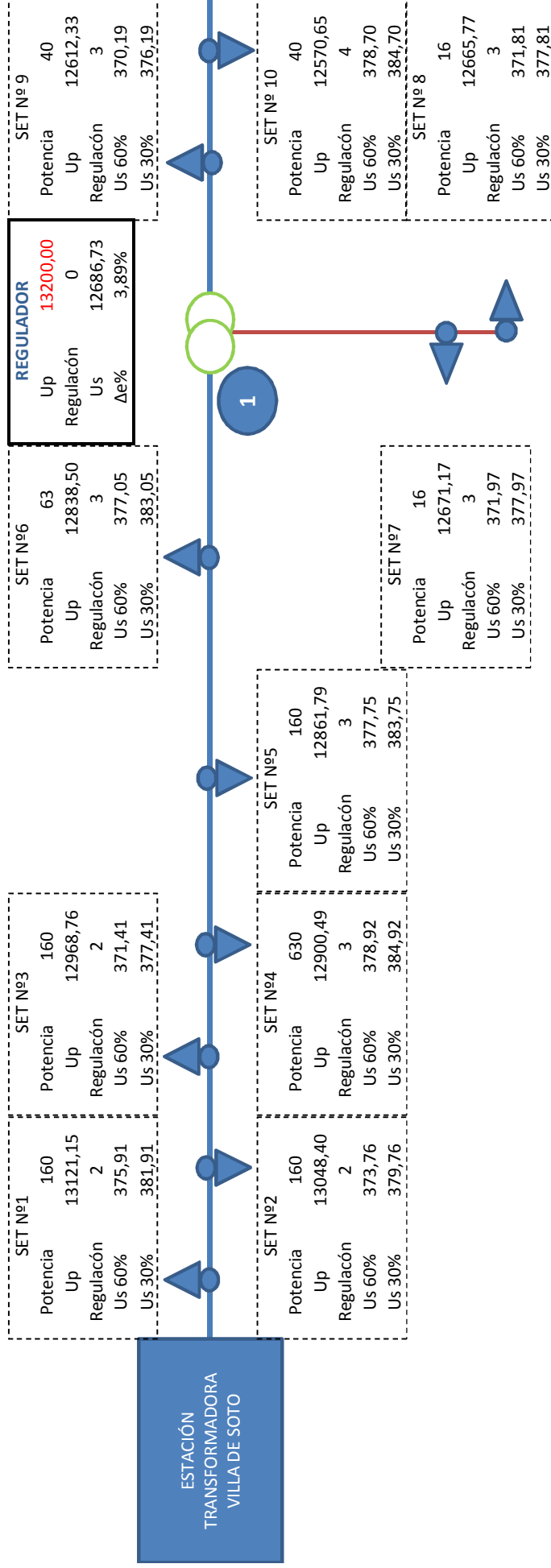


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 1	SET N° 2	SET N° 3	SET N° 4	SET N° 5	SET N° 6	SET N° 7	SET N° 8	SET N° 9	SET N° 10
Distancia ET-SET (m)	796	1583	2511	3373	4103	4605	12419	15440	9825	10847
Potencia (kVA)	160	160	160	630	160	63	16	16	40	40
Tensión (V)	13121,15	13048,40	12968,76	12900,49	12861,79	12838,50	12671,17	12665,77	12612,33	12570,65
Regulación	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4
Us 60%	375,91	373,76	371,41	378,92	377,75	377,05	371,97	371,81	370,19	378,70
Us 30%	381,91	379,76	377,41	384,92	383,75	383,05	377,97	377,81	376,19	384,70
Δ tensión % (MT)	0,60%	1,15%	1,75%	2,27%	2,56%	2,74%	4,01%	4,05%	4,45%	4,77%
Δ tensión % (BT) 60%	1,08%	1,64%	2,26%	0,28%	0,59%	0,78%	2,11%	2,15%	2,58%	0,34%
Δ tensión % (BT) 30%	-0,50%	0,06%	0,68%	-1,30%	-0,99%	-0,80%	0,53%	0,58%	1,00%	-1,24%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO ACTUAL - HOJA N°2

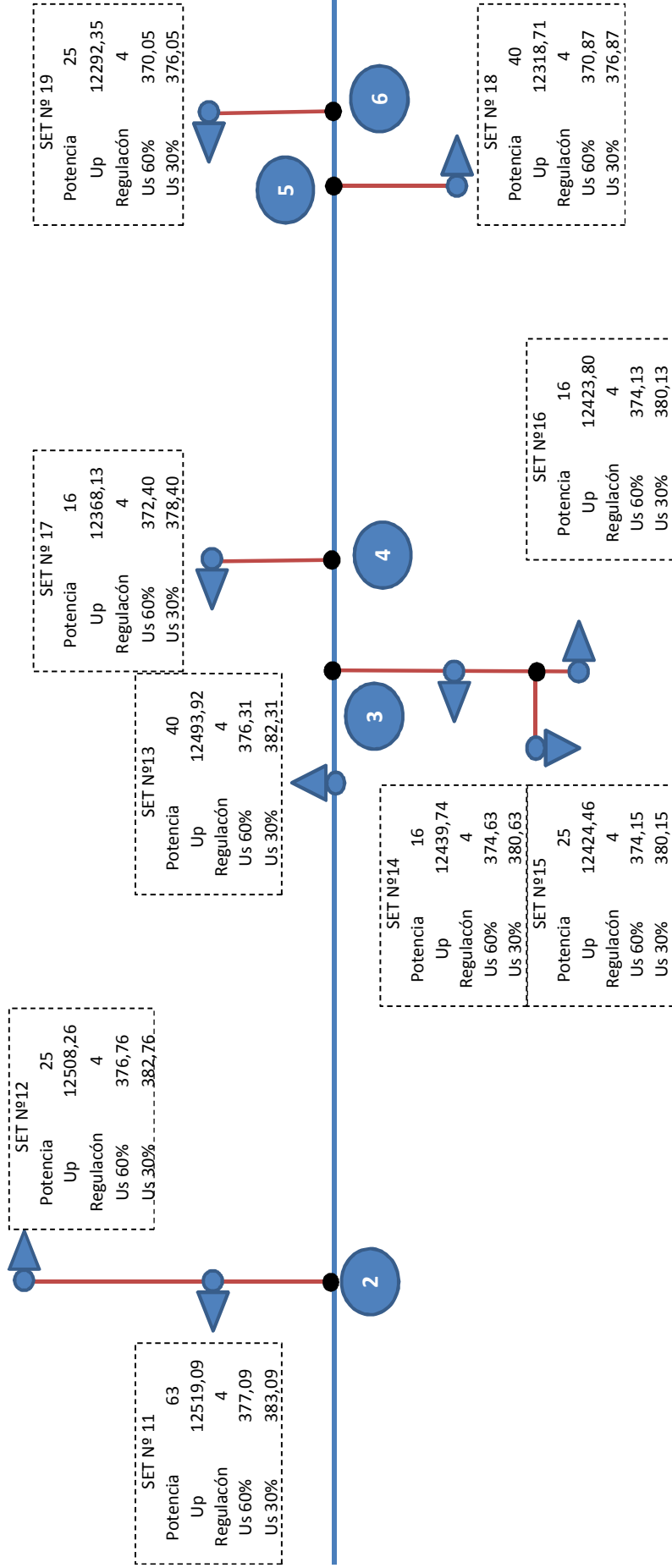


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 11	SET N° 12	SET N° 13	SET N° 14	SET N° 15	SET N° 16	SET N° 17	SET N° 18	SET N° 19
Distancia ET-SET (m)	13933	17806	12936	15475	18929	19469	18687	20128	19940
Potencia (kVA)	63	25	40	16	25	16	16	40	25
Tensión (V)	12519,09	12508,26	12493,92	12439,74	12424,46	12423,80	12368,13	12318,71	12292,35
Regulación	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Us 60%	377,09	376,76	376,31	374,63	374,15	374,13	372,40	370,87	370,05
Us 30%	383,09	382,76	382,31	380,63	380,15	380,13	378,40	376,87	376,05
Δ tensión % (MT)	5,16%	5,24%	5,35%	5,76%	5,88%	5,88%	6,30%	6,68%	6,88%
Δ tensión % (BT) 60%	0,76%	0,85%	0,97%	1,41%	1,54%	1,54%	2,00%	2,40%	2,62%
Δ tensión % (BT) 30%	-0,81%	-0,73%	-0,61%	-0,17%	-0,04%	-0,03%	0,42%	0,82%	1,04%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO ACTUAL - HOJA N°3

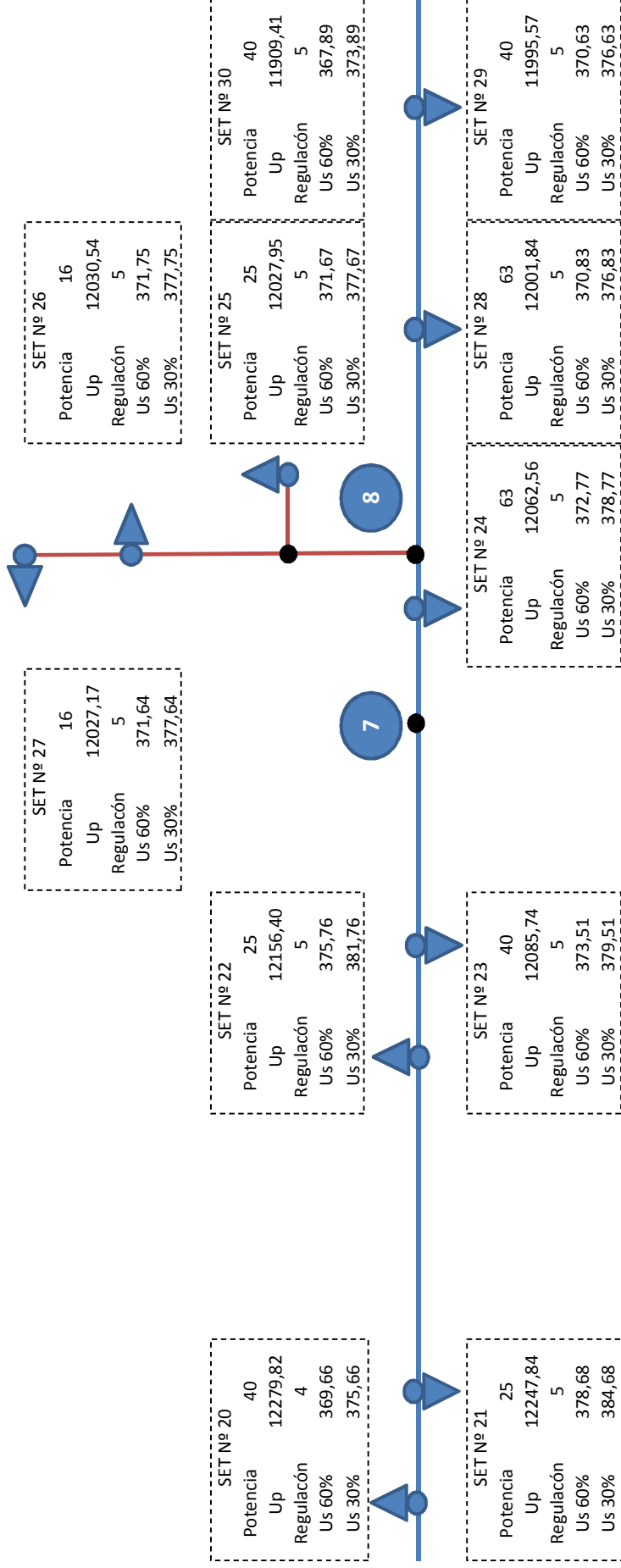


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 20	SET N° 21	SET N° 22	SET N° 23	SET N° 24	SET N° 25	SET N° 26	SET N° 27	SET N° 28	SET N° 29	SET N° 30
Distancia ET-SET (m)	19683	20584	23266	25427	26188	31599	30597	32484	28714	29024	37929
Potencia (kVA)	40	25	25	40	63	25	16	16	63	40	40
Tensión (V)	12279,82	12247,84	12156,40	12085,74	12062,56	12027,95	12030,54	12027,17	12001,84	11995,57	11909,41
Regulación	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Us 60%	369,66	378,68	375,76	373,51	372,77	371,67	371,75	371,64	370,83	370,63	367,89
Us 30%	375,66	384,68	381,76	379,51	378,77	377,67	377,75	377,64	376,83	376,63	373,89
Δ tensión % (MT)	6,97%	7,21%	7,91%	8,44%	8,62%	8,88%	8,86%	8,89%	9,08%	9,12%	9,78%
Δ tensión % (BT) 60%	2,72%	0,35%	1,11%	1,71%	1,90%	2,19%	2,17%	2,20%	2,41%	2,46%	3,19%
Δ tensión % (BT) 30%	1,14%	-1,23%	-0,46%	0,13%	0,32%	0,61%	0,59%	0,62%	0,83%	0,89%	1,61%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO ACTUAL - HOJA N°4

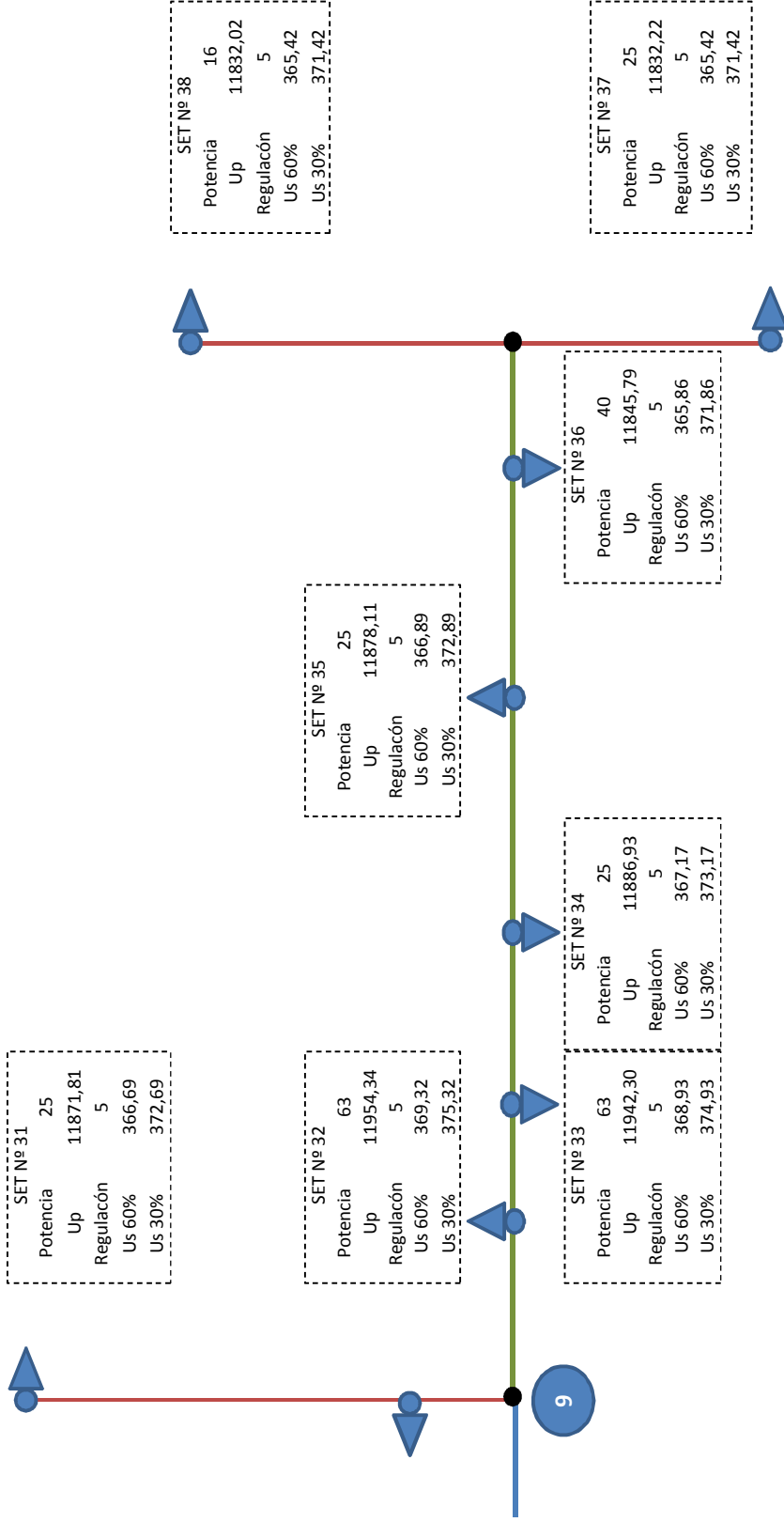


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 31	SET N° 32	SET N° 33	SET N° 34	SET N° 35	SET N° 36	SET N° 37	SET N° 38
Distancia ET-SET (m)	51373	31205	31760	35539	36283	39851	43629	44928
Potencia (kVA)	25	63	63	25	25	40	25	16
Tensión (V)	11871,81	11954,34	11942,30	11886,93	11878,11	11845,79	11832,22	11832,02
Regulación	5	5	5	5	5	5	5	5
Us 60%	366,69	369,32	368,93	367,17	366,89	365,86	365,42	365,42
Us 30%	372,69	375,32	374,93	373,17	372,89	371,86	371,42	371,42
Δ tensión % (MT)	10,06%	9,44%	9,53%	9,95%	10,01%	10,26%	10,36%	10,36%
Δ tensión % (BT) 60%	3,50%	2,81%	2,91%	3,38%	3,45%	3,72%	3,84%	3,84%
Δ tensión % (BT) 30%	1,92%	1,23%	1,33%	1,80%	1,87%	2,14%	2,26%	2,26%

ANÁLISIS DE CARGAS - ESTADO A 5 AÑOS

Factor de Simultaneidad	100,00%	%
Estado de Carga Trafos	70%	%

Número	Bañado de Soto - Marmolera		Potencia Transformadores (kVA)	Pot. Trafo según Est. De Carga	Potencia ACUMULADA	Potencia Reactiva TRANSFORMADOR			Cos Φ de la CARGA	BAJA TENSIÓN		MEDIA TENSIÓN						Corriente Efectiva (A)	
						Qo	Qc	Qt		Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)			Potencia Aparente (kVA)			Cos Φ Inicial
													Por Carga	Por Carga	Inductiva	Capacitiva	Acumulada		
1	ET	SET1	160	112	2009	3,65	2,89	6,53	0,86	96,32	57,15	1745,38	63,69	0,00	1042,23	115,47	2032,88	0,86	88,92
2	ET	SET2	160	112	1897	3,65	2,89	6,53	0,86	96,32	57,15	1649,06	63,69	0,00	978,54	115,47	1917,54	0,86	83,87
3	ET	SET3	160	112	1785	3,65	2,89	6,53	0,86	96,32	57,15	1552,74	63,69	0,00	914,86	115,47	1802,21	0,86	78,83
4	ET	SET4	630	441	1673	11,25	11,83	23,07	0,9	396,9	192,23	1456,42	215,30	0,00	851,17	451,53	1686,91	0,86	73,78
5	ET	SET5	160	112	1232	3,65	2,89	6,53	0,86	96,32	57,15	1059,52	63,69	0,00	635,87	115,47	1235,68	0,86	54,05
6	ET	SET6	160	112	1120	3,65	2,89	6,53	0,86	96,32	57,15	963,20	63,69	0,00	572,19	115,47	1120,34	0,86	49,00
7	ET	SET7	63	44,1	1008	1,69	1,19	2,88	0,86	37,926	22,50	866,88	25,38	0,00	508,50	45,64	1005,01	0,86	43,96
8	ET	SET8	25	17,5	963,9	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	828,95	10,19	0,00	483,12	18,18	959,46	0,86	41,97
9	ET	NODO 1		0	946,4	0,00	0,00	0,00		0	0,00	813,90	0,00	0,00	472,92		941,33	0,86	41,17
10	NODO 1	SET9	25	17,5	39,9	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	34,31	10,19	0,00	23,18	18,18	41,41	0,83	1,81
11	NODO 1	SET10	16	11,2	22,4	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	19,26	6,49	0,00	12,99	11,62	23,23	0,83	1,02
12	NODO 1	SET11	16	11,2	11,2	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	9,63	6,49	0,00	6,49	11,62	11,62	0,83	0,51
13	ET	SET12	40	28	906,5	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	779,59	16,19	0,00	449,74	29,02	900,02	0,87	39,37
14	ET	SET13	40	28	878,5	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	755,51	16,19	0,00	433,55	29,02	871,07	0,87	38,10
15	ET	SET14	25	17,5	850,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	731,43	10,19	0,00	417,36	18,18	842,13	0,87	36,83
16	ET	NODO 2		0	833	0,00	0,00	0,00		0	0,00	716,38	0,00	0,00	407,17		824,01	0,87	36,04
17	NODO 2	SET15	63	44,1	84	1,69	1,19	2,88	0,86	37,926	22,50	72,24	25,38	0,00	48,56	45,64	87,05	0,83	3,81
18	NODO 2	SET16	16	11,2	39,9	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	34,31	6,49	0,00	23,18	11,62	41,41	0,83	1,81
19	NODO 2	SET17	16	11,2	28,7	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	24,68	6,49	0,00	16,69	11,62	29,79	0,83	1,30
20	NODO 2	SET18	25	17,5	17,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	15,05	10,19	0,00	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
21	ET	SET19	40	28	749	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	644,14	16,19	0,00	358,60	29,02	737,23	0,87	32,25
22	ET	NODO 3		0	721	0,00	0,00	0,00		0	0,00	620,06	0,00	0,00	342,41		708,32	0,88	30,98
23	NODO 3	SET20	16	11,2	39,9	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	34,31	6,49	0,00	23,18	11,62	41,41	0,83	1,81
24	NODO 3.1	SET21		0	28,7	0,00	0,00	0,00		0	0,00	24,68	0,00	0,00	16,69		29,79	0,83	1,30
25	NODO 3.1	SET22	25	17,5	17,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	15,05	10,19	0,00	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
26	NODO 3.1	SET23	16	11,2	17,5	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	9,63	6,49	0,00	6,49	11,62	11,62	0,83	0,51
27	ET	NODO 4		0	681,1	0,00	0,00	0,00		0	0,00	585,75	0,00	0,00	319,23		667,09	0,88	29,18
28	NODO 4	SET24	16	11,2	11,2	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	9,63	6,49	0,00	6,49	11,62	11,62	0,83	0,51
29	NODO 4	SET25	16	11,2	22,4	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	19,26	6,49	0,00	12,99	11,62	23,23	0,83	1,02
30	NODO 4	SET26	16	11,2	11,2	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	9,63	6,49	0,00	6,49	11,62	11,62	0,83	0,51
31	ET	NODO 5		0	647,5	0,00	0,00	0,00		0	0,00	556,85	0,00	0,00	299,75		632,40	0,88	27,66
32	NODO 5	SET27	40	28	28	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	24,08	16,19	0,00	16,19	29,02	29,02	0,83	1,27
33	ET	NODO 6		0	619,5	0,00	0,00	0,00		0	0,00	532,77	0,00	0,00	283,56		603,53	0,88	26,40
34	NODO 6	SET28	25	17,5	17,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	15,05	10,19	0,00	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
35	ET	SET29	40	28	602	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	517,72	16,19	0,00	273,37	29,02	585,46	0,88	25,61
36	ET	SET30	25	17,5	574	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	493,64	10,19	0,00	257,18	18,18	556,61	0,89	24,35
37	ET	NODO 7		0	556,5	0,00	0,00	0,00		0	0,00	478,59	0,00	0,00	246,98		538,56	0,89	23,56
38	NODO 7	SET31	40	28	28	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	24,08	16,19	0,00	16,19	29,02	29,02	0,83	1,27
39	ET	SET32	25	17,5	528,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	454,51	10,19	0,00	230,79	18,18	509,75	0,89	22,30
40	ET	SET33	40	28	511	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	439,46	16,19	0,00	220,60	29,02	491,72	0,89	21,51
41	ET	NODO 8		0	483	0,00	0,00	0,00		0	0,00	415,38	0,00	0,00	204,41		462,95	0,90	20,25
42	ET	SET34	63	44,1	483	1,69	1,19	2,88	0,86	37,926	22,50	415,38	25,38	0,00	204,41	45,64	462,95	0,90	20,25
43	ET	NODO 9		0	438,9	0,00	0,00	0,00		0	0,00	377,45	0,00	0,00	179,02		417,76	0,90	18,27
44	NODO 9	SET35	25	17,5	39,9	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	34,31	10,19	0,00	23,18	18,18	41,41	0,83	1,81
45	NODO 9.1	SET36	16	11,2	22,4	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	19,26	6,49	0,00	12,99	11,62	23,23	0,83	1,02
46	NODO 9.1	SET37	16	11,2	11,2	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	9,63	6,49	0,00	6,49	11,62	11,62	0,83	0,51
47	NODO 9.1	SET38	16	11,2	11,2	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	9,63	6,49	0,00	6,49	11,62	11,62	0,83	0,51
48	ET	SET39	63	44,1	399	1,69	1,19	2,88	0,86	37,926	22,50	343,14	25,38	0,00	155,84	45,64	376,87	0,91	16,48
49	ET	SET40	40	28	354,9	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	305,21	16,19	0,00	130,46	29,02	331,93	0,92	14,52
50	ET	NODO 10		0	326,9	0,00	0,00	0,00		0	0,00	281,13	0,00	75,00	114,27		303,47	0,93	13,27
51	NODO 10	SET41	40	28	56,7	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	48,76	16,19	0,00	32,88	29,02	58,81	0,83	2,57
52	NODO 10	SET42	16	11,2	28,7	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	24,68	6,49	0,00	16,69	11,62	29,79	0,83	1,30
53	NODO 10	SET43	25	17,5	17,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	15,05	10,19	0,00	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
54	NODO 10	SET44	40	28	270,2	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	24,08	16,19	0,00	16,19	29,02	29,02	0,83	1,27
55	NODO 10	SET45	63	44,1	242,2	1,69	1,19	2,88	0,86	37,926	22,50	208,29	25,38	0,00	140,20	45,64	251,08	0,83	10,98
56	NODO 10	SET46	63	44,1	198,1	1,69	1,19	2,88	0,86	37,926	22,50	170,37	25,38	0,00	114,82	45,64	205,44	0,83	8,99
57	NODO 10	SET47	25	17,5	154	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	132,44	10,19	0,00	89,43	18,18	159,81	0,83	6,99
58	NODO 10	SET48	25	17,5	136,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	117,39	10,19	0,00	79,24	18,18	141,63	0,83	6,19
59	NODO 10	SET49	25	17,5	119	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	102,34	10,19	0,00	69,05	18,18	123,45	0,83	5,40
60	NODO 10	SET50	16	11,2	101,5	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	87,29	6,49	0,00	58,85	11,62	105,28	0,83	4,60
61	NODO 10	SET51	40	28	90,3	1,19	0,72	1,90	0,86	24,08	14,29	77,66	16,19	0,00	52,36	29,02	93,66	0,83	4,10
62	NODO 10	NODO 10.1		0	62,3	0,00	0,00	0,00	0,86	0	0,00	53,58	0,00	0,00	36,17		64,64	0,83	2,83
63	NODO 10.1	SET52	16	11,2	28,7	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	24,68	6,49	0,00	16,69	11,62	29,79	0,83	1,30
64	NODO 10.1	SET53	25	17,5	17,5	0,81	0,45	1,26	0,86	15,05	8,93	15,05	10,19	0,00	10,19	18,18	18,18	0,83	0,80
65	NODO 10.1	SET54	16	11,2	33,6	0,55	0,23	0,78	0,86	9,632	5,72	28,90	6,49	0					

CAÍDA DE TENSIÓN - ESTADO A 5 AÑOS

	Bañado de Soto - Marmolera		Longitud (m)	Diferencia (m)	Potencia SET Instalada kVA	Potencia Conductor Total (kVA)	Corriente Nominal (A)	Sección (mm2)	Diámetro (mm)	Corriente Efectiva (A)	Cos Φ	Sen Φ	Resistencia a 20 °C Ω/km	Resistencia a 80°C Ω/km	Reactancia Ω/km	Δe	Δe %	Δe % Acumulado	Tensión (V)
1	ET	ET	0	0	0	2870	125,53												13200,00
2	ET	SET1	796	796	160	2870	125,53	50 mm2	9,06	88,92	0,86	0,51	0,66	0,82	0,35	108,96	0,83	0,83	13091,04
3	ET	SET2	1583	787	160	2710	118,53	50 mm2	9,06	83,87	0,86	0,51	0,66	0,82	0,35	101,65	0,77	1,60	12989,40
4	ET	SET3	2511	928	160	2550	111,53	50 mm2	9,06	78,83	0,86	0,51	0,66	0,82	0,35	112,70	0,85	2,45	12876,70
5	ET	SET4	3373	862	630	2390	104,54	50 mm2	9,06	73,78	0,86	0,50	0,66	0,82	0,35	98,03	0,74	3,19	12778,68
6	ET	SET5	3868	495	160	1760	76,98	50 mm2	9,06	54,05	0,86	0,51	0,66	0,82	0,35	41,17	0,31	3,50	12737,50
7	ET	SET6	4103	235	160	1600	69,98	50 mm2	9,06	49,00	0,86	0,51	0,66	0,82	0,35	17,73	0,13	3,64	12719,77
8	ET	SET7	4605	502	63	1440	62,98	50 mm2	9,06	43,96	0,86	0,51	0,66	0,82	0,35	34,00	0,26	3,90	12685,77
9	ET	SET8	7319	2714	25	1377	60,23	50 mm2	9,06	41,97	0,86	0,50	0,66	0,82	0,35	175,57	1,33	5,23	12510,20
10	ET	NODO 1	8072	753	0	1352	59,13	50 mm2	9,06	41,17	0,86	0,50	0,66	0,82	0,35	47,80	0,36	5,59	12462,40
11	NODO 1	SET9	10290	2218	25	57	2,49	16 mm2	5,1	1,81	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	16,49	0,12	-2,55	13536,37
12	NODO 1	SET10	12419	2129	16	32	1,40	16 mm2	5,1	1,02	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	8,88	0,07	-2,48	13527,49
13	NODO 1	SET11	15440	3021	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,51	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	6,30	0,05	-2,43	13521,19
14	ET	SET12	9825	1753	40	1295	56,64	50 mm2	9,06	39,37	0,87	0,50	0,66	0,82	0,35	106,43	0,81	-1,87	13446,43
15	ET	SET13	10847	1022	40	1255	54,89	50 mm2	9,06	38,10	0,87	0,50	0,66	0,82	0,35	60,07	0,46	-1,41	13386,36
16	ET	SET14	11471	624	25	1215	53,14	50 mm2	9,06	36,83	0,87	0,50	0,66	0,82	0,35	35,47	0,27	-1,14	13350,89
17	ET	NODO 2	11571	100	0	1190	52,05	50 mm2	9,06	36,04	0,87	0,49	0,66	0,82	0,35	5,56	0,04	-1,10	13345,33
18	NODO 2	SET15	13933	2362	63	120	5,25	16 mm2	5,1	3,81	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	36,95	0,28	-0,82	13308,38
19	NODO 2	SET16	14838	905	16	57	2,49	16 mm2	5,1	1,81	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	6,73	0,05	-0,77	13301,65
20	NODO 2	SET17	15750	912	16	41	1,79	16 mm2	5,1	1,30	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	4,88	0,04	-0,73	13296,78
21	NODO 2	SET18	17806	2056	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,80	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	6,70	0,05	-0,68	13290,07
22	ET	SET19	12936	1365	40	1070	46,80	50 mm2	9,06	32,25	0,87	0,49	0,66	0,82	0,35	68,00	0,52	-0,59	13277,33
23	ET	NODO 3	14321	1385	0	1030	45,05	50 mm2	9,06	30,98	0,88	0,48	0,66	0,82	0,35	66,31	0,50	-0,08	13211,02
24	NODO 3	SET20	15475	1154	16	57	2,49	16 mm2	5,1	1,81	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	8,58	0,06	-0,02	13202,44
25	SET20	NODO 3.1	18619	3144	0	41	1,79	16 mm2	5,1	1,30	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	16,81	0,13	0,11	13185,63
26	NODO 3.1	SET21	18929	310	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,80	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	1,01	0,01	0,12	13184,62
27	NODO 3.1	SET22	19469	850	16	25	1,09	16 mm2	5,1	0,51	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	1,77	0,01	0,12	13183,86
28	ET	NODO 4	16722	2401	0	973	42,56	50 mm2	9,06	29,18	0,88	0,48	0,66	0,82	0,35	108,32	0,82	0,74	13102,70
29	NODO 4	SET23	18687	1965	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,51	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	4,10	0,03	0,77	13098,60
30	NODO 4	SET24	17196	474	16	32	1,40	16 mm2	5,1	1,02	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	1,98	0,01	0,75	13100,72
31	NODO 4	SET25	18457	1261	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,51	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	2,63	0,02	0,77	13098,09
32	ET	NODO 5	18156	1434	0	925	40,46	50 mm2	9,06	27,66	0,88	0,47	0,66	0,82	0,35	61,36	0,46	1,20	13041,34
33	NODO 5	SET26	20128	1972	40	40	1,75	16 mm2	5,1	1,27	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	10,28	0,08	1,28	13031,05
34	ET	NODO 6	19304	1148	0	885	38,71	50 mm2	9,06	26,40	0,88	0,47	0,66	0,82	0,35	46,90	0,36	1,56	12994,44
35	NODO 6	SET27	19940	636	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,80	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	2,07	0,02	1,57	12992,36
36	ET	SET28	19683	379	40	860	37,62	35 mm2	7,56	25,61	0,88	0,47	0,95	1,18	0,37	20,45	0,15	1,71	12973,99
37	ET	SET29	20584	901	25	820	35,87	35 mm2	7,56	24,35	0,89	0,46	0,95	1,18	0,37	46,26	0,35	2,06	12927,73
38	ET	NODO 7	21280	696	0	795	34,77	35 mm2	7,56	23,56	0,89	0,46	0,95	1,18	0,37	34,60	0,26	2,32	12893,13
39	NODO 7	SET30	23330	2050	40	40	1,75	16 mm2	5,1	1,27	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	10,69	0,08	2,41	12882,44
40	ET	SET31	23266	1986	25	755	33,02	35 mm2	7,56	22,30	0,89	0,45	0,95	1,18	0,37	93,56	0,71	3,03	12799,57
41	ET	SET32	25427	2161	40	730	31,93	35 mm2	7,56	21,51	0,89	0,45	0,95	1,18	0,37	98,28	0,74	3,78	12701,29
42	ET	NODO 8	25948	521	0	690	30,18	35 mm2	7,56	20,25	0,90	0,44	0,95	1,18	0,37	22,34	0,17	3,95	12678,96
43	ET	SET33	26188	240	63	690	30,18	35 mm2	7,56	20,25	0,90	0,44	0,95	1,18	0,37	10,29	0,08	4,03	12668,67
44	ET	NODO 9	26414	226	0	627	27,42	35 mm2	7,56	18,27	0,90	0,43	0,95	1,18	0,37	8,76	0,07	4,09	12659,91
45	NODO 9	NODO 9.1	30332	3918	0	57	2,49	16 mm2	5,1	1,81	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	29,12	0,22	4,31	12630,78
46	NODO 9.1	SET34	31599	1267	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,80	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	4,13	0,03	4,34	12626,65
47	NODO 9.1	SET35	30597	265	16	32	1,40	16 mm2	5,1	1,02	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	1,11	0,01	4,32	12629,68
48	NODO 9.1	SET36	32484	1887	16	16	0,70	16 mm2	5,1	0,51	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	3,94	0,03	4,35	12625,74
49	ET	SET37	28714	2300	63	570	24,93	35 mm2	7,56	16,48	0,91	0,41	0,95	1,18	0,37	80,63	0,61	4,70	12579,28
50	ET	SET38	29024	310	40	507	22,18	35 mm2	7,56	14,52	0,92	0,39	0,95	1,18	0,37	9,60	0,07	4,78	12569,68
51	ET	NODO 10	31021	1997	0	467	20,43	35 mm2	7,56	13,27	0,93	0,38	0,95	1,18	0,37	56,61	0,43	5,20	12513,07
52	NODO 10	SET39	37929	6908	40	81	3,54	16 mm2	5,1	2,57	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	72,96	0,55	5,76	12440,12
53	NODO 10	SET40	44872	6943	16	41	1,79	16 mm2	5,1	1,30	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	37,13	0,28	6,04	12402,99
54	NODO 10	SET41	51373	6501	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,80	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	21,20	0,16	6,20	12381,79
55	NODO 10	SET42	32583	1562	40	386	16,88	16 mm2	5,1	1,27	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	8,14	0,06	5,27	12504,93
56	NODO 10	SET43	31205	184	63	346	15,13	16 mm2	5,1	10,98	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	8,30	0,06	5,27	12504,77
57	NODO 10	SET44	31760	555	63	283	12,38	16 mm2	5,1	8,99	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	20,48	0,16	5,42	12484,29
58	NODO 10	SET45	33046	1286	25	220	9,62	16 mm2	5,1	6,99	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	36,89	0,28	5,70	12447,40
59	NODO 10	SET46	35539	2493	25	195	8,53	16 mm2	5,1	6,19	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	63,39	0,48	6,18	12384,01
60	NODO 10	SET47	36283	744	25	170	7,44	16 mm2	5,1	5,40	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	16,49	0,12	6,31	12367,52
61	NODO 10	SET48	37781	1498	16	145	6,34	16 mm2	5,1	4,60	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	28,32	0,21	6,52	12339,20
62	NODO 10	SET49	39851	2070	40	129	5,64	16 mm2	5,1	4,10	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	34,82	0,26	6,79	12304,38
63	NODO 10	NODO 10.1	41526	1675	0	89	3,89	16 mm2	5,1	2,83	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	19,44	0,15	6,93	12284,94
64	NODO 10.1	SET50	42398	872	16	41	1,79	16 mm2	5,1	1,30	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	4,66	0,04	6,97	12280,28
65	NODO 10.1	SET51	43629	2103	25	25	1,09	16 mm2	5,1	0,80	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	6,86	0,05	7,02	12273,42
66	NODO 10.1	SET52	42157	631	16	48	2,10	16 mm2	5,1	1,52	0,83	0,56	2,09	2,60	0,39	3,95	0,03	6,96	12280,99
67	NODO 10.1	SET53	43409	1252	16	32	1,40	16											

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 5 AÑOS - HOJA N°1

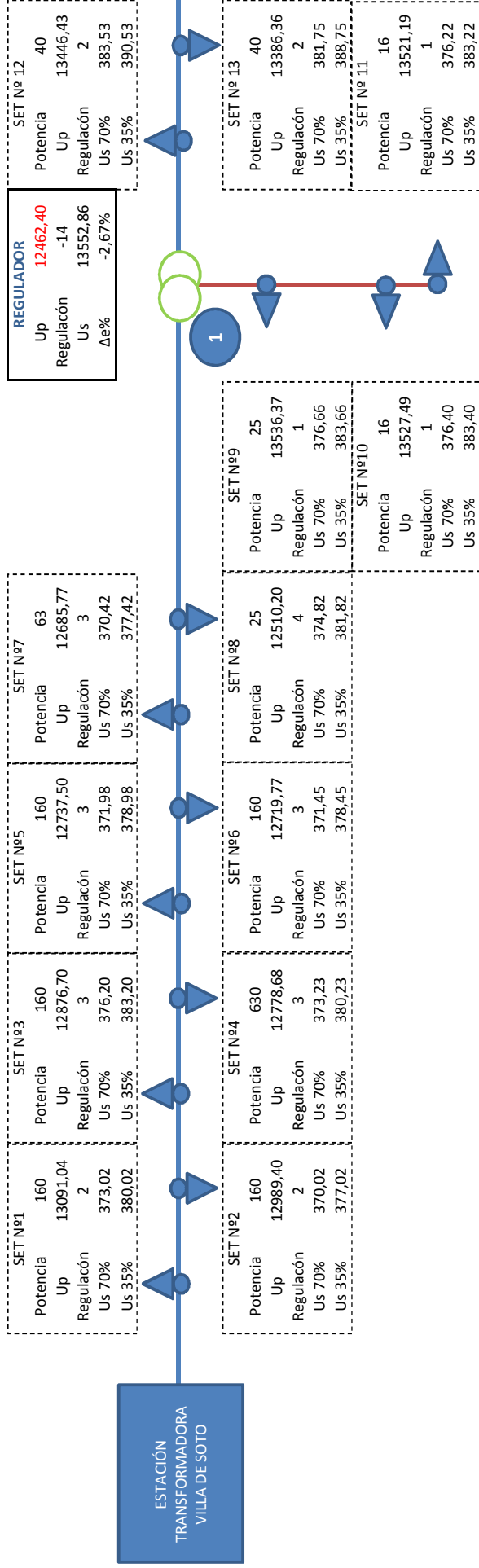


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 1	SET N° 2	SET N° 3	SET N° 4	SET N° 5	SET N° 6	SET N° 7	SET N° 8	SET N° 9	SET N° 10	SET N° 11	SET N° 12	SET N° 13
Distancia ET-SET (m)	796	1583	2511	3373	3868	4103	4605	7319	10290	12419	15440	9825	10847
Potencia (kVA)	160	160	160	630	160	160	63	25	25	16	16	40	40
Tensión (V)	13091,04	12989,40	12876,70	12778,68	12737,50	12719,77	12685,77	12510,20	13536,37	13527,49	13521,19	13446,43	13386,36
Regulación	2	2	3	3	3	3	3	4	1	1	1	2	2
Us 70%	373,02	370,02	376,20	373,23	371,98	371,45	370,42	374,82	376,66	376,40	376,22	383,53	381,75
Us 35%	380,02	377,02	383,20	380,23	378,98	378,45	377,42	381,82	383,66	383,40	383,22	390,53	388,75
Δ tensión % (MIT)	0,83%	1,60%	2,45%	3,19%	3,50%	3,64%	3,90%	5,23%	-2,55%	-2,48%	-2,43%	-1,87%	-1,41%
Δ tensión % (BT) 70%	1,84%	2,63%	1,00%	1,78%	2,11%	2,25%	2,52%	1,36%	0,88%	0,95%	0,99%	-0,93%	-0,46%
Δ tensión % (BT) 35%	-0,01%	0,78%	-0,84%	-0,06%	0,27%	0,41%	0,68%	-0,48%	-0,96%	-0,90%	-0,85%	-2,77%	-2,30%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 5 AÑOS - HOJA N°2

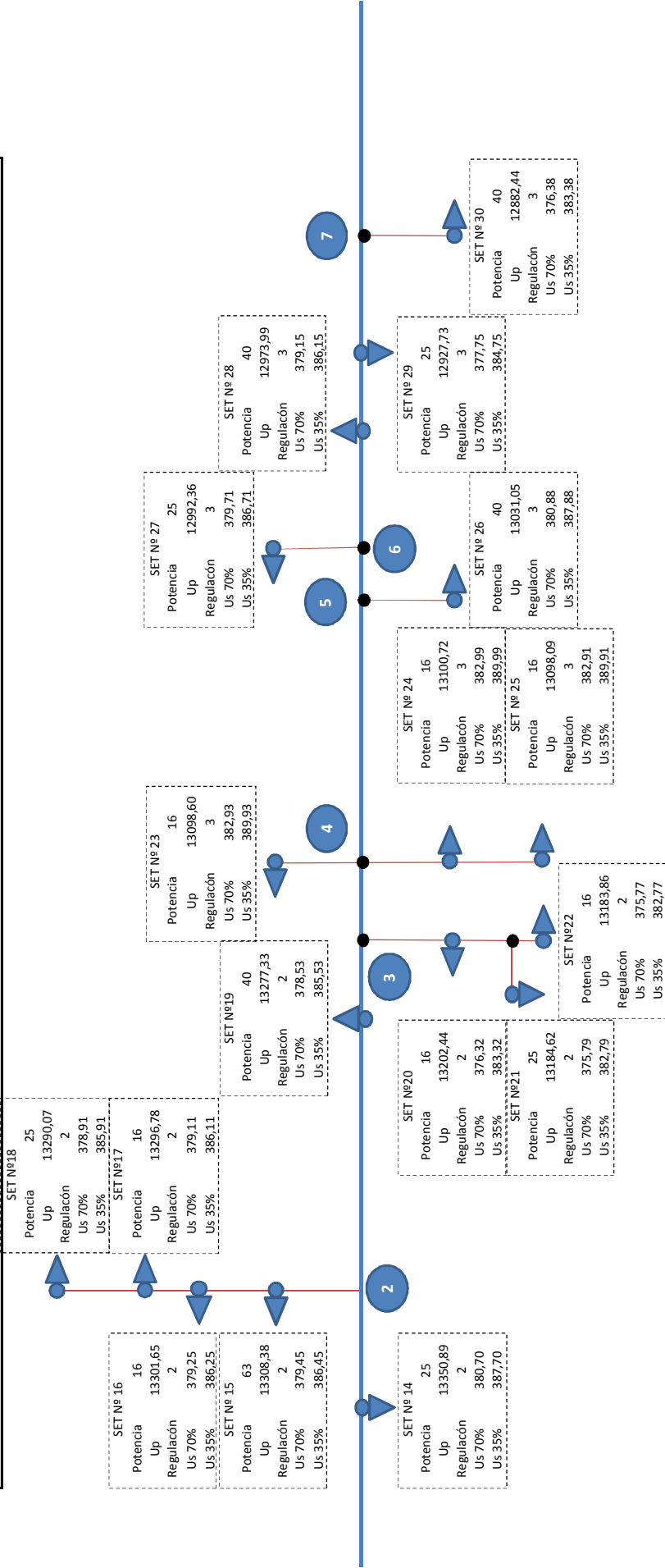


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 14	SET N° 15	SET N° 16	SET N° 17	SET N° 18	SET N° 19	SET N° 20	SET N° 21	SET N° 22	SET N° 23	SET N° 24	SET N° 25	SET N° 26	SET N° 27	SET N° 28	SET N° 29	SET N° 30
Distancia ET-SET (m)	11471	13993	14838	15750	17806	12936	15475	18929	19469	18687	17196	18457	20128	19940	19683	20584	23330
Potencia (KVA)	25	63	16	16	25	40	16	25	16	16	16	16	40	25	40	25	40
Tensión (V)	13350,89	13308,38	13301,65	13296,78	13290,07	13277,33	13202,44	13184,62	13183,86	13098,60	13100,72	13098,09	13031,05	12992,36	12973,99	12927,73	12882,44
Regulación	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Us 70%	380,70	379,45	379,25	379,11	378,91	378,53	376,32	375,79	375,77	382,93	382,99	382,91	380,88	379,71	379,15	377,75	376,38
Us 35%	387,70	386,45	386,25	386,11	385,91	385,53	383,32	382,79	382,77	389,93	389,99	389,91	387,88	386,71	386,15	384,75	383,38
Δ tensión % (MT)	-1,14%	-0,82%	-0,77%	-0,73%	-0,68%	-0,59%	-0,02%	0,12%	0,12%	0,77%	0,75%	0,77%	1,28%	1,57%	1,71%	2,06%	2,41%
Δ tensión % (BT) 70%	-0,19%	0,15%	0,20%	0,24%	0,29%	0,39%	0,97%	1,11%	1,11%	-0,77%	-0,79%	-0,77%	-0,23%	0,08%	0,22%	0,59%	0,95%
Δ tensión % (BT) 35%	-2,03%	-1,70%	-1,64%	-1,61%	-1,55%	-1,46%	-0,87%	-0,73%	-0,73%	-2,61%	-2,63%	-2,61%	-2,07%	-1,77%	-1,62%	-1,25%	-0,89%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 5 AÑOS - HOJA N°3

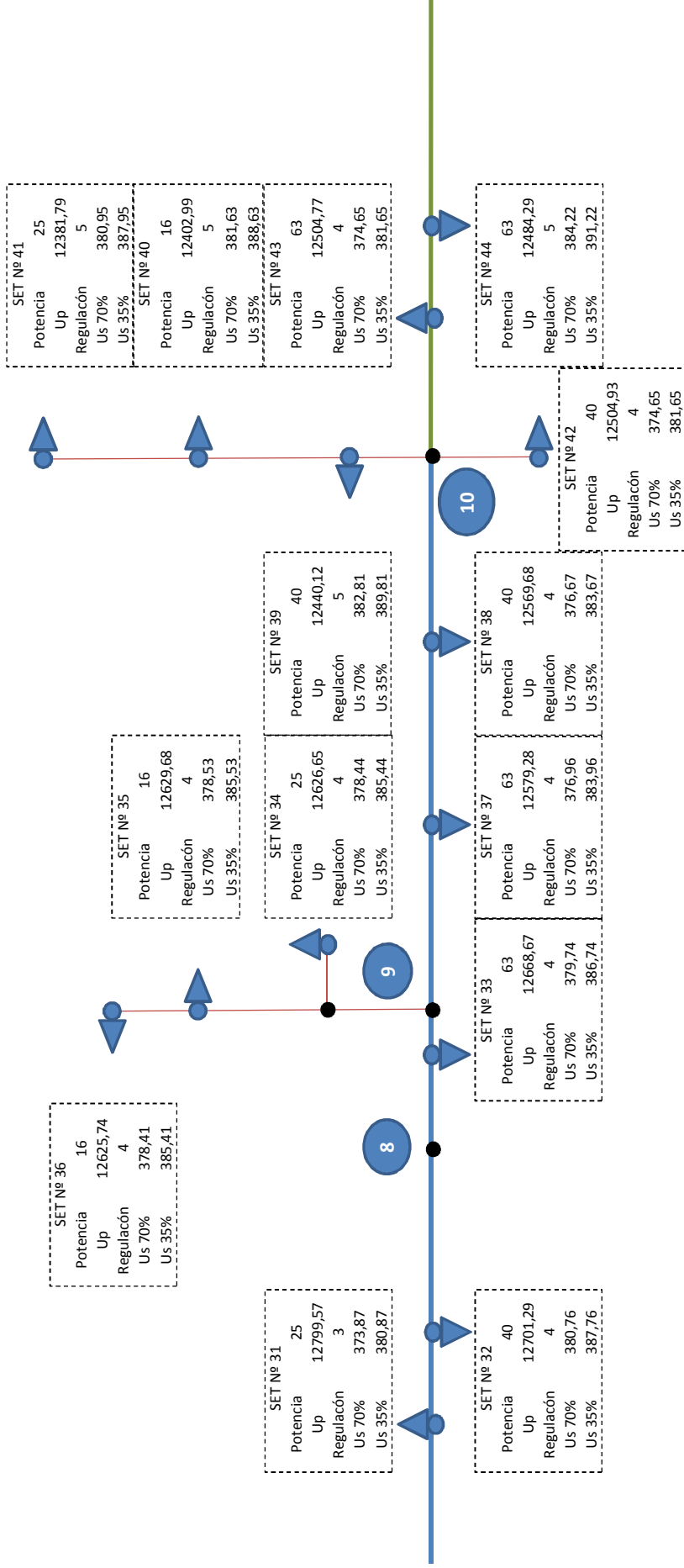


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 31	SET N° 32	SET N° 33	SET N° 34	SET N° 35	SET N° 36	SET N° 37	SET N° 38	SET N° 39	SET N° 40	SET N° 41	SET N° 42	SET N° 43	SET N° 44
Distancia ET-SET (m)	23266	25427	26188	31599	30397	32484	28714	29024	37929	44872	51373	32583	31205	31760
Potencia (kVA)	25	40	63	25	16	16	63	40	40	16	25	40	63	63
Tensión (V)	12799,57	12701,29	12668,67	12668,67	12629,68	12625,74	12579,28	12569,68	12440,12	12402,99	12381,79	12504,93	12504,77	12484,29
Regulación	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	4	4	5
Us 70%	373,87	380,76	379,74	378,44	378,53	378,41	376,96	376,67	382,81	381,63	380,95	374,65	374,65	384,22
Us 35%	380,87	387,76	386,74	385,44	385,53	385,41	383,96	383,67	389,81	388,63	387,95	381,65	381,65	391,22
Δ tensión % (MT)	3,03%	3,78%	4,03%	4,34%	4,32%	4,35%	4,70%	4,78%	5,76%	6,04%	6,20%	5,27%	5,27%	5,42%
Δ tensión % (BT) 70%	1,61%	-0,20%	0,07%	0,41%	0,39%	0,42%	0,80%	0,88%	-0,74%	-0,43%	-0,25%	1,41%	1,41%	-1,11%
Δ tensión % (BT) 35%	-0,23%	-2,04%	-1,77%	-1,43%	-1,46%	-1,42%	-1,04%	-0,96%	-2,58%	-2,27%	-2,09%	-0,44%	-0,43%	-2,95%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 5 AÑOS - HOJA N°4

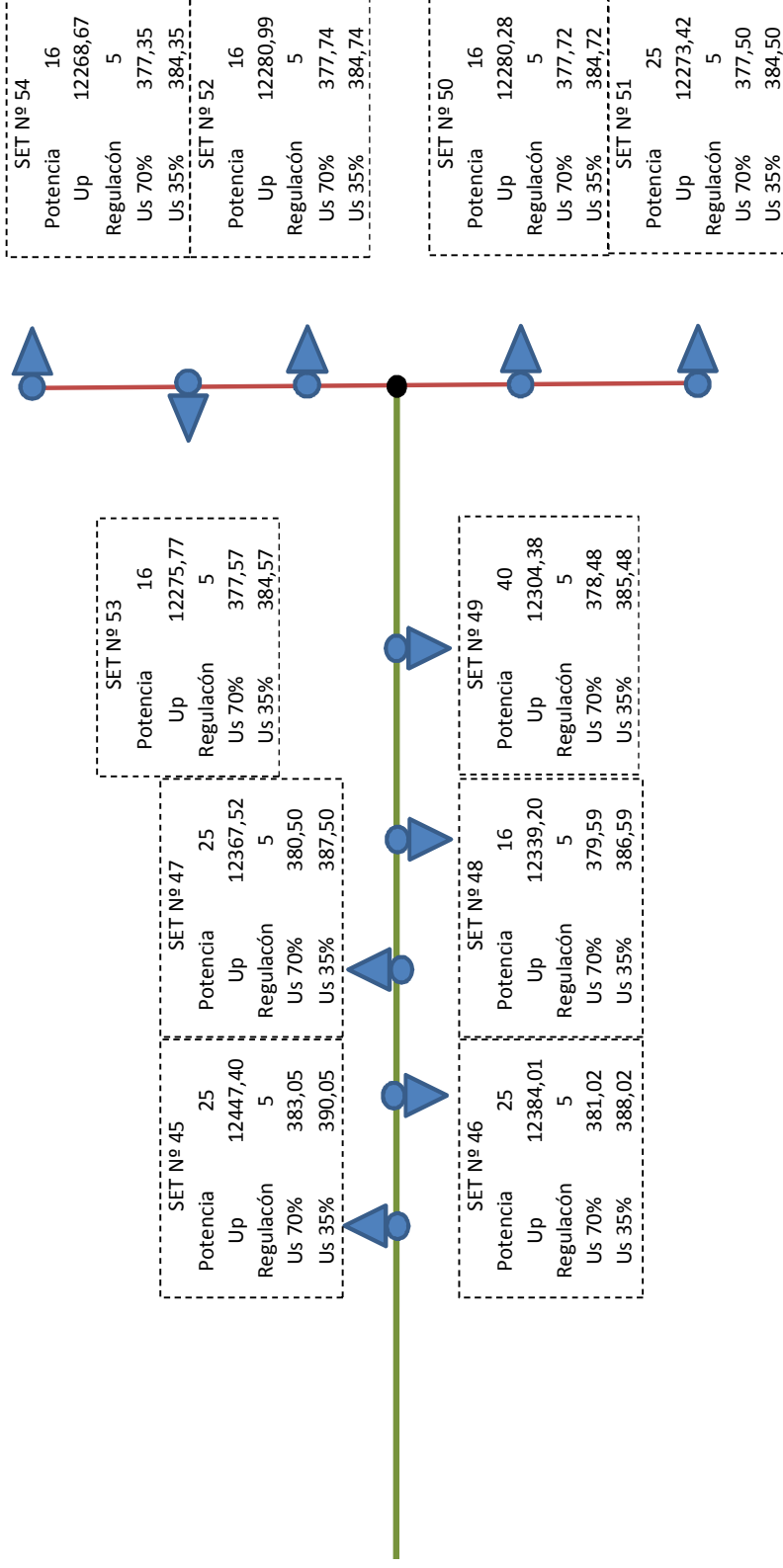


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 45	SET N° 46	SET N° 47	SET N° 48	SET N° 49	SET N° 50	SET N° 51	SET N° 52	SET N° 53	SET N° 54
Distancia ET-SET (m)	33046	35539	36283	37781	39851	42398	43629	42157	43409	44928
Potencia (kVA)	25	25	25	16	40	16	25	16	16	16
Tensión (V)	12447,40	12384,01	12367,52	12339,20	12304,38	12280,28	12273,42	12280,99	12275,77	12268,67
Regulación	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Us 70%	383,05	381,02	380,50	379,59	378,48	377,72	377,50	377,74	377,57	377,35
Us 35%	390,05	388,02	387,50	386,59	385,48	384,72	384,50	384,74	384,57	384,35
Δ tensión % (MT)	5,70%	6,18%	6,31%	6,52%	6,79%	6,97%	7,02%	6,96%	7,00%	7,06%
Δ tensión % (BT) 70%	-0,80%	-0,27%	-0,13%	0,11%	0,40%	0,60%	0,66%	0,60%	0,64%	0,70%
Δ tensión % (BT) 35%	-2,64%	-2,11%	-1,97%	-1,74%	-1,44%	-1,24%	-1,18%	-1,25%	-1,20%	-1,14%

ANÁLISIS DE CARGAS - ESTADO A 10 AÑOS

Factor de Simultaneidad Estado de Carga Trafos		100,00%	%																																									
		80%	%																																									
	Bañado de Soto - Marmolera		Potencia Transformadores (kVA)	Pot. Trafo según Est. De Carga	Potencia ACUMULADA	Potencia Reactiva TRANSFORMADOR			Cos Ø de la CARGA	BAJA TENSIÓN			MEDÍA TENSIÓN						Corriente Efectiva (A)																									
						Qo	Qc	Qt		Por Carga	Por Carga	Acumulada	Potencia Reactiva (kVAr)			Potencia Aparente (kVA)		Cos Ø Inicial																										
1	ET	SET1	160	128	2296	3,65	3,77	7,42	0,86	110,08	65,32	1994,72	72,73	0,00	1149,75	131,94	2302,36	0,87	100,70																									
2	ET	SET2	160	128	2168	3,65	3,77	7,42	0,86	110,08	65,32	1884,64	72,73	0,00	1077,02	131,94	2170,68	0,87	94,94																									
3	ET	SET3	160	128	2040	3,65	3,77	7,42	0,86	110,08	65,32	1774,56	72,73	0,00	1004,28	131,94	2039,03	0,87	89,18																									
4	ET	SET4	630	504	1912	11,25	15,45	26,69	0,90	453,60	219,69	1664,48	246,38	0,00	931,55	516,19	1907,43	0,87	83,43																									
5	ET	SET5	160	128	1408	3,65	3,77	7,42	0,86	110,08	65,32	1210,88	72,73	0,00	685,17	131,94	1391,29	0,87	60,85																									
6	ET	SET6	160	128	1280	3,65	3,77	7,42	0,86	110,08	65,32	1100,80	72,73	0,00	612,44	131,94	1259,70	0,87	55,10																									
7	ET	SET7	63	50,4	1152	1,69	1,56	3,24	0,86	43,34	25,72	990,72	28,96	0,00	539,70	52,13	1128,19	0,88	49,35																									
8	ET	SET8	25	20	1101,6	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	947,38	11,61	0,00	510,74	20,75	1076,28	0,88	47,07																									
9	ET	NODO 1		0	1081,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	930,18	0,00	0,00	499,13		1055,63	0,88	46,17																									
10	NODO 1	SET9	25	20	45,6	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	39,22	11,61	0,00	26,37	20,75	47,26	0,83	2,07																									
11	NODO 1	SET10	16	12,8	25,6	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	22,02	7,38	0,00	14,76	13,25	26,51	0,83	1,16																									
12	NODO 1	SET11	16	12,8	12,8	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	11,01	7,38	0,00	7,38	13,25	13,25	0,83	0,58																									
13	ET	SET12	40	32	1036	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	890,96	18,45	0,00	472,76	33,13	1008,62	0,88	44,12																									
14	ET	SET13	40	32	1004	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	863,44	18,45	0,00	454,31	33,13	975,67	0,88	42,67																									
15	ET	SET14	25	20	972	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	835,92	11,61	0,00	435,86	20,75	942,73	0,89	41,23																									
16	ET	NODO 2		0	952	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	818,72	0,00	0,00	424,25		922,11	0,89	40,33																									
17	NODO 2	SET15	63	50,4	96	1,69	1,56	3,24	0,86	43,34	25,72	82,56	28,96	0,00	55,33	52,13	99,39	0,83	4,35																									
18	NODO 2	SET16	16	12,8	45,6	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	39,22	7,38	0,00	26,37	13,25	47,26	0,83	2,07																									
19	NODO 2	SET17	16	12,8	32,8	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	28,21	7,38	0,00	18,99	13,25	34,00	0,83	1,49																									
20	NODO 2	SET18	25	20	20	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	17,20	11,61	0,00	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91																									
21	ET	SET19	40	32	856	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	736,16	18,45	0,00	368,92	33,13	823,43	0,89	36,02																									
22	ET	NODO 3		0	824	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	708,64	0,00	0,00	350,47		790,57	0,90	34,58																									
23	NODO 3	SET20	16	12,8	45,6	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	39,22	7,38	0,00	26,37	13,25	47,26	0,83	2,07																									
24	SET20	NODO 3.1		0	32,8	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	28,21	0,00	0,00	18,99		34,00	0,83	1,49																									
25	NODO 3.1	SET21	25	20	20	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	17,20	11,61	0,00	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91																									
26	NODO 3.1	SET22	16	12,8	20	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	11,01	7,38	0,00	7,38	13,25	13,25	0,83	0,58																									
27	ET	NODO 4		0	778,4	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	669,42	0,00	0,00	324,11		743,76	0,90	32,53																									
28	NODO 4	SET23	16	12,8	12,8	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	11,01	7,38	0,00	7,38	13,25	13,25	0,83	0,58																									
29	NODO 4	SET24	16	12,8	25,6	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	22,02	7,38	0,00	14,76	13,25	26,51	0,83	1,16																									
30	NODO 4	SET25	16	12,8	12,8	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	11,01	7,38	0,00	7,38	13,25	13,25	0,83	0,58																									
31	ET	NODO 5		0	740	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	636,40	0,00	0,00	301,97		704,41	0,90	30,81																									
32	NODO 5	SET26	40	32	32	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	27,52	18,45	0,00	18,45	33,13	33,13	0,83	1,45																									
33	ET	NODO 6		0	708	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	608,88	0,00	0,00	283,51		671,65	0,91	29,38																									
34	NODO 6	SET27	25	20	20	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	17,20	11,61	0,00	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91																									
35	ET	SET28	40	32	688	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	591,68	18,45	0,00	271,91	33,13	651,17	0,91	28,48																									
36	ET	SET29	25	20	656	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	564,16	11,61	0,00	253,46	20,75	618,48	0,91	27,05																									
37	ET	NODO 7		0	636	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	546,96	0,00	0,00	241,85		598,04	0,91	26,16																									
38	NODO 7	SET30	40	32	32	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	27,52	18,45	0,00	18,45	33,13	33,13	0,83	1,45																									
39	ET	SET31	25	20	604	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	519,44	11,61	0,00	223,40	20,75	565,44	0,92	24,73																									
40	ET	SET32	40	32	584	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	502,24	18,45	0,00	211,79	33,13	545,07	0,92	23,84																									
41	ET	NODO 8		0	552	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	474,72	0,00	0,00	193,34		512,58	0,93	22,42																									
42	ET	SET33	63	50,4	552	1,69	1,56	3,24	0,86	43,34	25,72	474,72	28,96	0,00	193,34	52,13	512,58	0,93	22,42																									
43	ET	NODO 9		0	501,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	431,38	0,00	0,00	164,38		461,63	0,93	20,19																									
44	NODO 9	NODO 9.1		0	45,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	39,22	0,00	0,00	26,37		47,26	0,83	2,07																									
45	NODO 9.1	SET34	25	20	20	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	17,20	11,61	0,00	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91																									
46	NODO 9.1	SET35	16	12,8	25,6	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	22,02	7,38	0,00	14,76	13,25	26,51	0,83	1,16																									
47	NODO 9.1	SET36	16	12,8	12,8	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	11,01	7,38	0,00	7,38	13,25	13,25	0,83	0,58																									
48	ET	SET37	63	50,4	456	1,69	1,56	3,24	0,86	43,34	25,72	392,16	28,96	0,00	138,01	52,13	415,74	0,94	18,18																									
49	ET	SET38	40	32	405,6	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	348,82	18,45	0,00	109,05	33,13	365,46	0,95	15,98																									
50	ET	NODO 10		0	373,6	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	321,30	0,00	75,00	90,59		333,82	0,96	14,60																									
51	NODO 10	SET39	40	32	64,8	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	55,73	18,45	0,00	37,44	33,13	67,14	0,83	2,94																									
52	NODO 10	SET40	16	12,8	32,8	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	28,21	7,38	0,00	18,99	13,25	34,00	0,83	1,49																									
53	NODO 10	SET41	25	20	20	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	17,20	11,61	0,00	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91																									
54	NODO 10	SET42	40	32	308,8	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	27,52	18,45	0,00	18,45	33,13	33,13	0,83	1,45																									
55	NODO 10	SET43	63	50,4	276,8	1,69	1,56	3,24	0,86	43,34	25,72	238,05	28,96	0,00	109,71	52,13	262,11	0,91	11,46																									
56	NODO 10	SET44	63	50,4	226,4	1,69	1,56	3,24	0,86	43,34	25,72	194,70	28,96	0,00	80,74	52,13	210,78	0,92	9,22																									
57	NODO 10	SET45	25	20	176	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	151,36	11,61	0,00	51,78	20,75	159,97	0,95	7,00																									
58	NODO 10	SET46	25	20	156	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	134,16	11,61	0,00	40,17	20,75	140,05	0,96	6,13																									
59	NODO 10	SET47	25	20	136	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	116,96	11,61	0,00	28,57	20,75	120,40	0,97	5,27																									
60	NODO 10	SET48	16	12,8	116	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	99,76	7,38	0,00	16,96	13,25	101,19	0,99	4,43																									
61	NODO 10	SET49	40	32	103,2	1,19	0,94	2,12	0,86	27,52	16,33	88,75	18,45	50,00	9,58	33,13	89,27	0,99	3,90																									
62	NODO 10	NODO 10.1		0	71,2	0,00	0,00	0,00	0,86	0,00	0,00	61,23	0,00	0,00	41,13		73,76	0,83	3,23																									
63	NODO 10.1	SET50	16	12,8	32,8	0,55	0,30	0,85	0,86	11,01	6,53	28,21	7,38	0,00	18,99	13,25	34,00	0,83	1,49																									
64	NODO 10.1	SET51	25	20	20	0,81	0,59	1,40	0,86	17,20	10,21	17,20	11,61	0,00	11,61	20,75	20,75	0,83	0,91																									

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 10 AÑOS - HOJA N°1

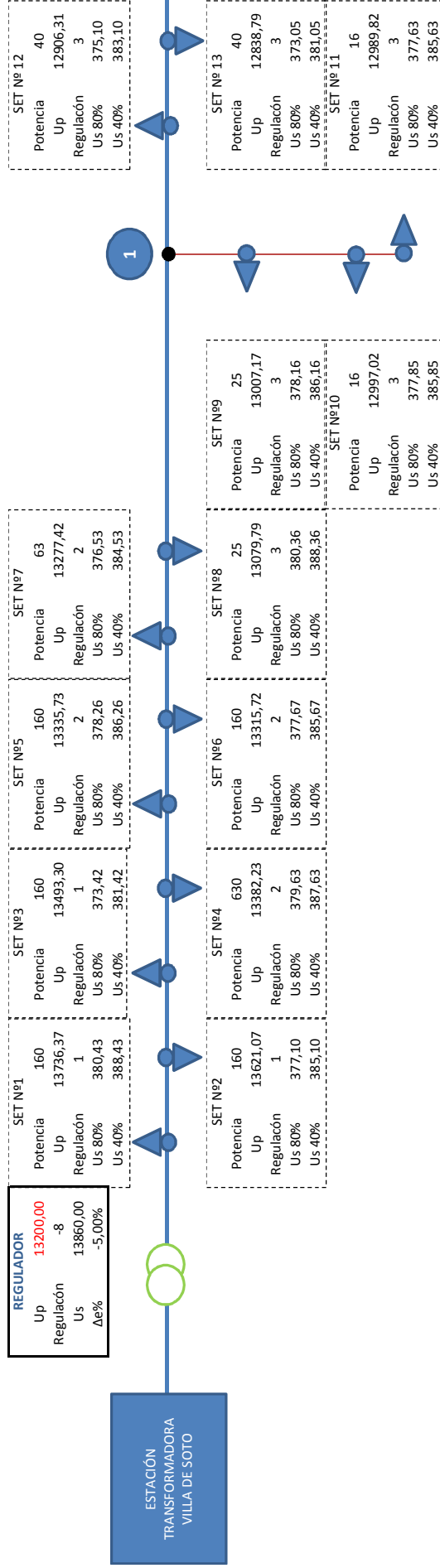


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 1	SET N° 2	SET N° 3	SET N° 4	SET N° 5	SET N° 6	SET N° 7	SET N° 8	SET N° 9	SET N° 10	SET N° 11	SET N° 12	SET N° 13
Distancia ET-SET (m)	796	1583	2511	3373	3868	4103	4605	7319	10290	12419	15440	9825	10847
Potencia (kVA)	160	160	160	630	160	160	63	25	25	16	16	40	40
Tensión (V)	13736,3651	13621,0701	13493,3047	13382,2298	13335,7282	13315,7247	13277,4218	13079,7925	13007,1689	12997,0223	12989,8235	12906,3098	12838,7899
Regulación	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
Us 100%	380,43	377,10	373,42	379,63	378,26	377,67	376,53	380,36	378,16	377,85	377,63	375,10	373,05
Us 50%	388,43	385,10	381,42	387,63	386,26	385,67	384,53	388,36	386,16	385,85	385,63	383,10	381,05
Δ tensión % (MT)	-4,06%	-3,19%	-2,22%	-1,38%	-1,03%	-0,88%	-0,59%	0,91%	1,46%	1,54%	1,59%	2,22%	2,74%
Δ tensión % (BT) 80%	-0,11%	0,76%	1,73%	0,10%	0,46%	0,61%	0,91%	-0,09%	0,49%	0,57%	0,62%	1,29%	1,83%
Δ tensión % (BT) 40%	-2,22%	-1,34%	-0,37%	-2,01%	-1,65%	-1,49%	-1,19%	-2,20%	-1,62%	-1,54%	-1,48%	-0,82%	-0,28%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 10 AÑOS - HOJA N°2

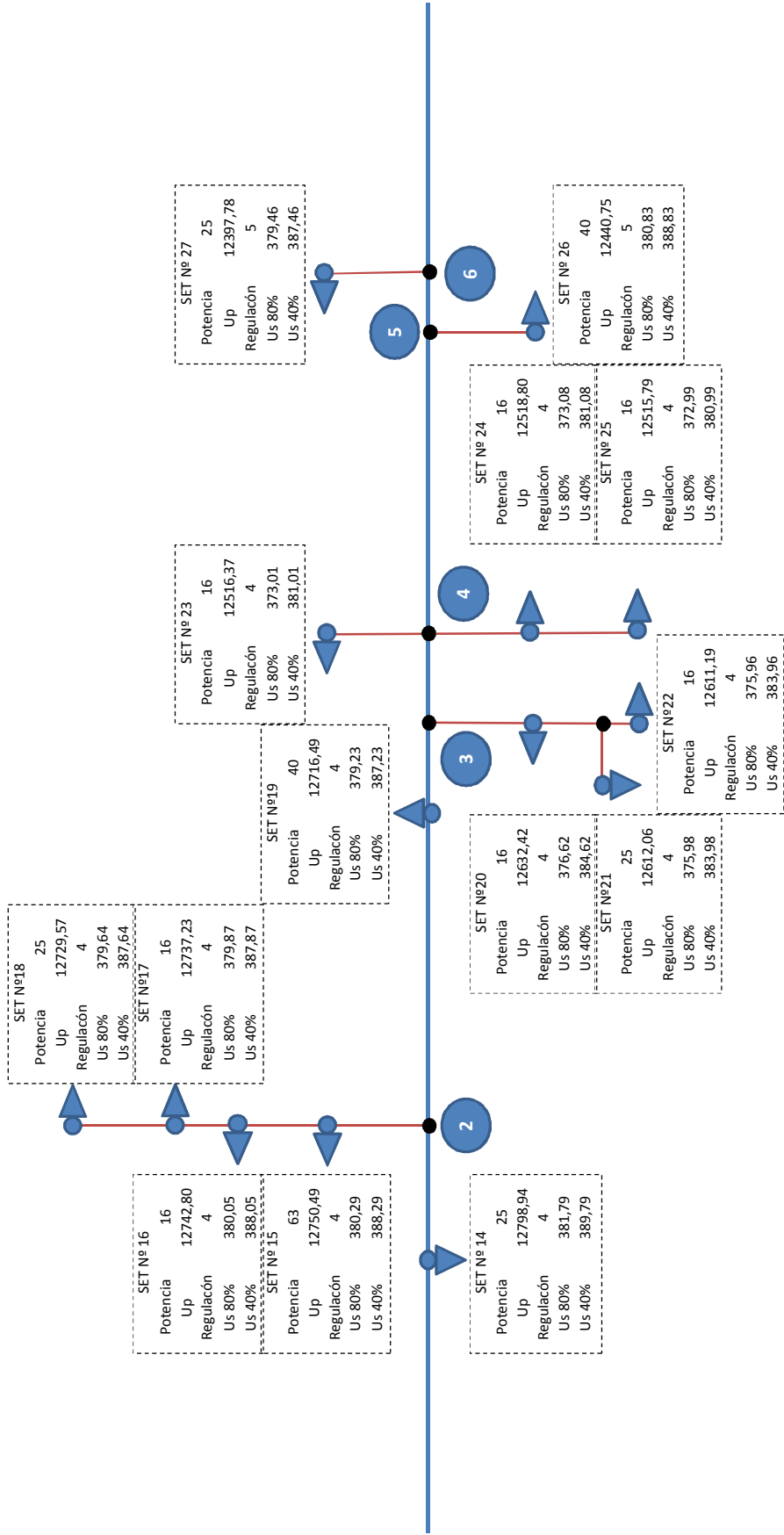


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 14	SET N° 15	SET N° 16	SET N° 17	SET N° 18	SET N° 19	SET N° 20	SET N° 21	SET N° 22	SET N° 23	SET N° 24	SET N° 25	SET N° 26	SET N° 27
Distancia ET-SET (m)	11471	13933	14838	15750	17806	12936	15475	18929	19469	18687	17196	18457	20128	19940
Potencia (kVA)	25	63	16	16	25	40	16	25	16	16	16	16	40	25
Tensión (V)	12798,9449	12750,4857	12742,801	12737,23	12729,5702	12716,4865	12632,4236	12612,0635	12611,1929	12516,3728	12518,7963	12515,7914	12440,7472	12397,7791
Regulación	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Us 100%	381,79	380,29	380,05	379,87	379,64	379,23	376,62	375,98	375,96	373,01	373,08	372,99	380,83	379,46
Us 50%	389,79	388,29	388,05	387,87	387,64	387,23	384,62	383,98	383,96	381,01	381,08	380,99	388,83	387,46
Δ tensión % (MT)	3,04%	3,41%	3,46%	3,51%	3,56%	3,66%	4,30%	4,45%	4,46%	5,18%	5,16%	5,18%	5,75%	6,08%
Δ tensión % (BT) 80%	-0,47%	-0,08%	-0,01%	0,10%	0,20%	0,89%	1,06%	1,05%	1,06%	1,84%	1,82%	1,84%	-0,22%	0,14%
Δ tensión % (BT) 40%	-2,58%	-2,18%	-2,12%	-2,07%	-2,01%	-1,90%	-1,21%	-1,05%	-1,04%	-0,27%	-0,29%	-0,26%	-2,32%	-1,96%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 10 AÑOS - HOJA N°3

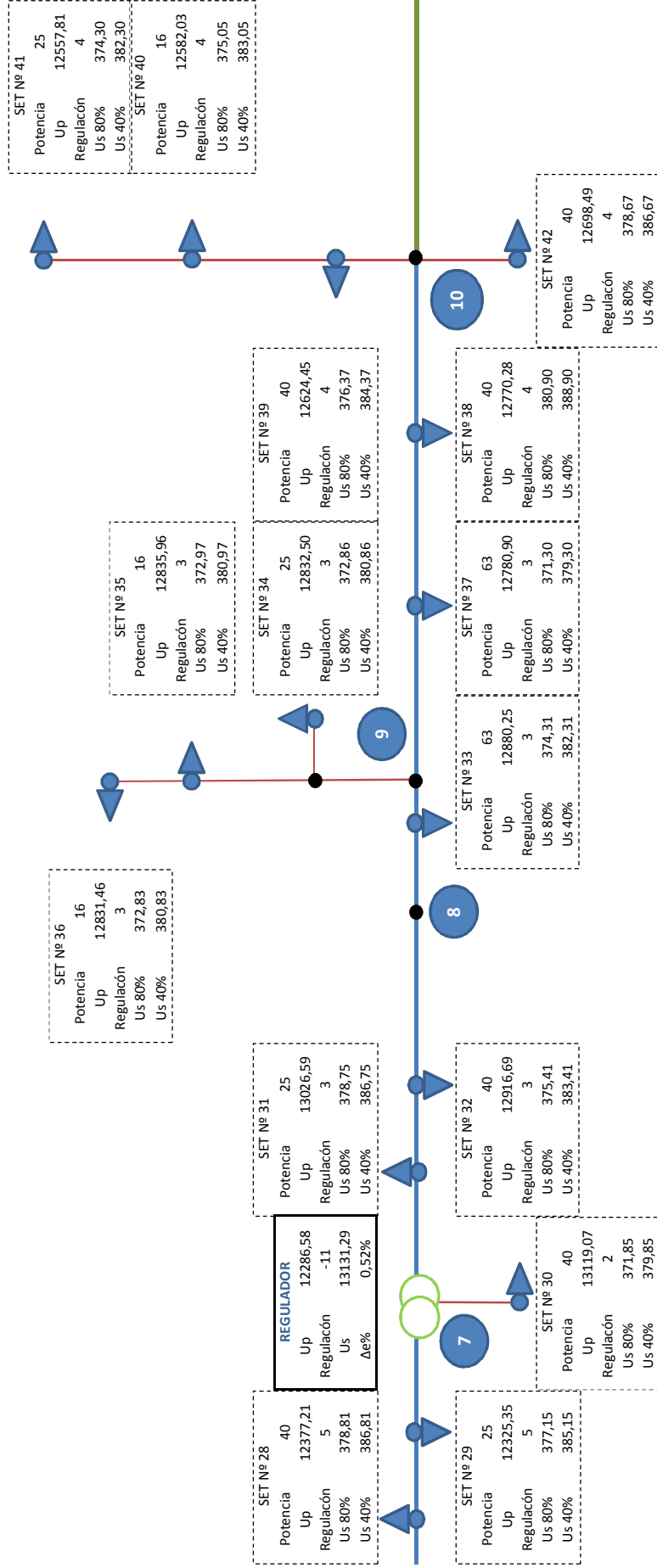


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 28	SET N° 29	SET N° 30	SET N° 31	SET N° 32	SET N° 33	SET N° 34	SET N° 35	SET N° 36	SET N° 37	SET N° 38	SET N° 39	SET N° 40	SET N° 41	SET N° 42
Distancia ET-SET (m)	19683	20584	23330	23266	25427	26188	31599	30597	32484	28714	29024	37929	44872	51373	32583
Potencia (KVA)	40	25	40	25	40	63	25	16	16	63	40	40	16	25	40
Tensión (V)	12377,21	12325,35	13119,0731	13026,5869	12916,6869	12880,2506	12832,499	12835,9563	12831,4597	12780,9027	12770,2805	12624,4462	12582,0348	12557,8149	12698,4919
Regulación	5	5	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
Us 100%	378,81	377,15	371,85	378,75	375,41	374,31	372,86	372,97	372,83	371,30	380,90	376,37	375,05	374,30	378,67
Us 50%	386,81	385,15	379,85	386,75	383,41	382,31	380,86	380,97	380,83	379,30	388,90	384,37	383,05	382,30	386,67
Δ tensión % (MT)	6,23%	6,63%	0,61%	1,31%	2,15%	2,42%	2,78%	2,76%	2,79%	3,17%	3,26%	4,36%	4,68%	4,87%	3,80%
Δ tensión % (BT) 80%	0,31%	0,75%	2,14%	0,33%	1,21%	1,50%	1,88%	1,85%	1,89%	2,29%	-0,24%	0,96%	1,30%	1,50%	0,35%
Δ tensión % (BT) 40%	-1,79%	-1,36%	0,04%	-1,78%	-0,90%	-0,61%	-0,23%	-0,25%	-0,22%	0,18%	-2,34%	-1,15%	-0,80%	-0,60%	-1,76%

ESQUEMA DE REGULACIÓN - ESTADO A 10 AÑOS - HOJA N°4

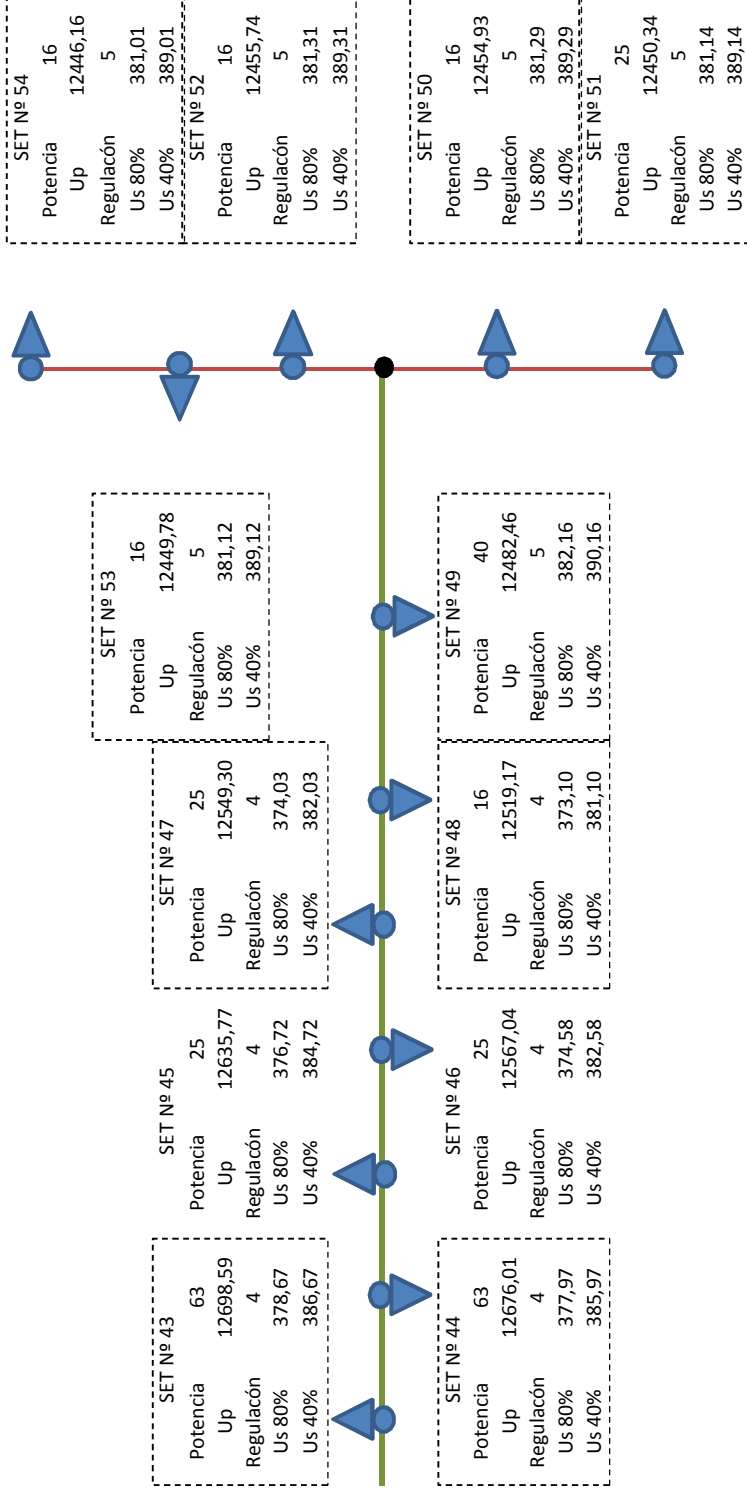


TABLA RESUMEN

SETS	SET N° 43	SET N° 44	SET N° 45	SET N° 46	SET N° 47	SET N° 48	SET N° 49	SET N° 50	SET N° 51	SET N° 52	SET N° 53	SET N° 54
Distancia ET-SET (m)	31205	31760	33046	35539	36283	37781	39851	42398	43629	42157	43409	44928
Potencia (kVA)	63	63	25	25	25	16	40	16	25	16	16	16
Tensión (V)	12698,5874	12676,0136	12635,7701	12567,043	12549,3043	12519,1692	12482,4599	12454,9273	12450,3411	12455,743	12449,7761	12446,1564
Regulación	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
Us 100%	378,67	377,97	376,72	374,58	374,03	373,10	382,16	381,29	381,14	381,31	381,12	381,01
Us 50%	386,67	385,97	384,72	382,58	382,03	381,10	390,16	389,29	389,14	389,31	389,12	389,01
Δ tensión % (MT)	3,80%	3,97%	4,27%	4,80%	4,93%	5,16%	5,44%	5,64%	5,68%	5,64%	5,68%	5,71%
Δ tensión % (BT) 80%	0,35%	0,53%	0,86%	1,43%	1,57%	1,82%	-0,57%	-0,34%	-0,30%	-0,35%	-0,30%	-0,26%
Δ tensión % (BT) 40%	-1,76%	-1,57%	-1,24%	-0,68%	-0,53%	-0,29%	-2,67%	-2,44%	-2,41%	-2,45%	-2,40%	-2,37%

8. BIBLIOGRAFÍA

- AEA 90865. Corrientes de cortocircuito. Cálculo de los efectos. Definiciones y métodos de cálculo. Año 2013.
- AEA 90909. Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Año 2015.
- Análisis de la coordinación de protecciones del sistema aislado de Santa Elena Petén. Byron Vinicio Ochoa Orozco. Año 2005.
- Apunte de la cátedra Maquinas Asíncronas y transformadores. Maquinas Eléctricas II: Transformadores. Ediciones PET.
- Automatización de redes. Recloser Solutions. Schneider Electric. Año 2009
- Boletín Técnico N°7: Compensación derivación en alimentadores. LEYDEN año 2002.
- Boletín Técnico N°15: Compensación en redes urbanas y rurales. LEYDEN año 2001.
- Capítulo 6. Protecciones de sistemas de distribución
<https://referencias111.wikispaces.com/file/view/9PROTECCIONESCAPITULO6.pdf>
- Catálogo de condensadores Ducati para la corrección del factor de potencia en redes de M.T.
- Catálogo de reconectores. Cooper Power Systems.
- Catálogo Imsa. Cables para líneas aéreas. Año 2013
- Catálogo Prysmian. Soluciones para Media Tensión. Cables y accesorios. Año 2016
- Catálogo. Guía del producto. Reconector Automático OSM. NOJA Power. Año 2009
- Catálogo. Reconector al vacío 3AD. Siemens. Año 2016
- Catálogo. Regulador de tensión monofásico. Línea HCMR. Toshiba.
- Catálogo. Seccionador Autodesconector. Myeel.
- Catálogo. Seccionador unipolar a pértiga by pass. Elertec.
- Catálogo. Seccionalizador electrónico trifásico. ABB. Año 2010.
- Corrección del factor de potencia. PT-075. Schneider Electric. Año 2000
- Cuaderno de aplicaciones técnicas N°8: Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas. ABB.
- Cuaderno Técnico N°158. Cálculo de corrientes de cortocircuito. Schneider Electric. Año 2010.
- Descargadores de Sobretensión. Leyden.
- Determinación de la cantidad y duración óptimas de los recierres en los sistemas de distribución. Juan Carlos Peralta Abadía. Año 2009.
- El reconector en los sistemas de distribución Eléctrica. Santiago Escalante. Facoel.

- Elementos de protecciones para sistemas de distribución eléctrica y su coordinación conjunta. Mary Flor Juárez Ramírez. Año 2010.
- Evaluación costo beneficio de la instalación de un reconectador. Gustavo Barboza Mora. Año 2013.
- Evaluación de inversiones en cada mercado regional de EPEC para optimizar la calidad del servicio eléctrico. Ing. Héctor Hugo Meyer. CIDEL. Año 2014
- Instalaciones Eléctricas Industriales. 2° edición. Marcelo Fioravanti. Año 2015.
- Localización óptima de reconectores basado en criterios de confiabilidad. Carlos Andrés Pulgarín Flórez. Año 2011.
- Manual de instrucciones para reguladores de tensión monofásicos. Toshiba. Año 2012.
- Manual del electricista Viakon. Año 2010.
- Manual del usuario. Reconectador Automático OSM. NOJA Power. Año 2009.
- Matriz de recursos energéticos de la provincia de Córdoba. Sergio A. Devalis. Año 2013.
- Modelo de crecimiento del sistema eléctrico de la provincia de Córdoba período 2010-2040. Carlos Ferrari – Pablo Frezzi. Año 2013.
- Nota Técnica N°22. Nivel de Actividad. El mercado Eléctrico Argentino. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. Año 2009.
- Resolución general N°8. Normas de calidad de servicio público y sanciones, aplicables a las cooperativas concesionarias del servicio público de distribución de energía de Córdoba.