



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Autor: LUCÍA SARAY BARRANTES PINELA

Tutor: GUILLERMO ROBLES MUÑOZ

Leganés, 14 de Abril de 2011

Título: DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES

Autor: LUCÍA SARAY BARRANTES PINELA

Director:

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 14 de Enero de 2011 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecerles y dedicarles este proyecto a mis padres, que me han dado todo lo que estaba en su mano y más, y que han hecho posible que ahora me encuentre donde estoy. Mi madre apoyándome y sacándome del hoyo cuando venían malas noticias y mi padre siendo mi inspiración desde que era niña, muchísimas gracias por todo, siempre estaré en deuda con vosotros. A mi hermano y mi cuñada, que aunque desde la lejanía han seguido mis angustias y mis alegrías durante toda la carrera, gracias por todo vuestro cariño y apoyo moral. Por supuesto no me puedo olvidar de mis sobrinos que, aunque de forma inconsciente, me han alegrado muchos días que nadie más podría haber hecho.

A mi pareja, Carlos, has sido un gran apoyo a lo largo de todo este camino, desde el día que te conocí has sido el pilar al que he podido sujetarme cada día y sin el que no habría sido capaz de llegar hasta aquí. Sin duda eres lo mejor que me llevo de la universidad.

También a Eusebio y Crescen, que siempre se han preocupado por mí y que me han hecho sentir como su niña. A Raúl y Virginia, que ocupan un lugar muy especial en mi corazón, gracias por todo vuestro apoyo y consejos con ellos habéis aportado a que consiga una de las grandes metas de mi vida.

Y cómo olvidar a todos los amigos, compañeros de clase y de prácticas, de las horas en la cafetería pasando buenos momentos y en la biblioteca no tan buenos.

No puedo dejar de mencionar a todo el departamento de Ingeniería y Control de Siemens, Getafe, que cada uno con lo que han podido han aportado a este proyecto, aguantado todas mis preguntas y sobre todo explicándome todo lo que sé de protecciones.

Gracias a todos.



ÍNDICE

MEMORIA

Capítulo 1. Introducción	17
1. Objetivos	17
2. Ubicación de la subestación	18
3. Descripción de la memoria	19
Capítulo 2. Criterios Generales del Sistema Eléctrico	21
1. Descripción del sistema eléctrico	21
1.1. Generación	22
1.2. Transporte – Interconexión	22
1.3. Distribución – Consumo	23
2. Características generales de las subestaciones eléctricas	24
2.1. Nivel de tensión	24
2.2. Tipo de subestación	25
2.3. Tipo de barras	27
3. Esquema unifilar de la subestación	29
4. Enclavamientos	31
4.1. Enclavamientos del interruptor	32
4.2. Enclavamientos del seccionador	32
4.3. Enclavamientos operación	33
Capítulo 3. Equipamiento eléctrico	57
1. Características generales de la aparamenta	58
1.1. Tensión nominal o más elevada	58
1.2. Corriente asignada en servicio continuo	58
1.3. Nivel de aislamiento	58
2. Interruptor	59
2.1. Calefacción, iluminación y toma	62



2.2.	Alimentación de motor y muelles tensados	62
2.3.	Alarma y bloqueo por baja densidad de SF ₆	64
2.4.	Selector desconectado/local/remoto	64
2.5.	Circuito de cierre	66
2.6.	Circuito de apertura y disparo	67
2.7.	Supervisión de la bobina de disparo	68
3.	Seccionador	71
3.1.	Calefacción, iluminación y toma	72
3.2.	Alimentación de motor	72
3.3.	Selector desconectado/local/remoto	73
3.4.	Bobina de permiso	73
3.5.	Circuito de mando	74
4.	Transformador de potencia	75
4.1.	Protecciones propias del transformador	78
4.2.	Alimentación auxiliar	80
4.3.	Refrigeración	82
4.4.	Cambiador de tomas	83
5.	Descargadores de sobretensión	85
6.	Transformadores de medida y protección	85
6.1.	Transformadores de medida	86
6.2.	Transformadores de protección	86

Capítulo 4. Sistema de protección y control 89

1.	Perturbaciones	90
1.1.	Sobrecargas	90
1.2.	Cortocircuitos	91
1.3.	Sobretensiones	92
1.4.	Subtensiones	93
1.5.	Desequilibrios	93
1.6.	Retornos de energía	93
2.	Sistema de protección	94
2.1.	Funcionamiento del sistema de protección	95



2.2.	Funcionamiento de protecciones	98
2.3.	Equipos de protección	98
2.4.	Funciones de protección	102
2.4.1.	Protección de sobreintensidad (50/50N/51/51N)	102
2.4.2.	Protección de sobreintensidad direccional (67/67N)	108
2.4.3.	Protección de distancia (21/21N)	111
2.4.4.	Protección diferencia (87)	114
2.4.5.	Protección de máxima (59) y mínima (27) tensión	121
2.4.6.	Protección de fallo de interruptor (50BF)	121
2.4.7.	Reenganche (79)	122
3.	Sistema de control	123

Capítulo 5. Automatización de subestaciones eléctricas 129

1.	Niveles de automatización de subestaciones	129
2.	Protocolo IEC61850 para automatización de subestaciones	132
2.1.	Objetivo de la norma	132
2.2.	Ventajas de la norma	134
2.3.	Estructura de la norma IEC61850	135
2.4.	Modelo de datos y servicios de la norma IEC 61850	137
2.5.	Nodos lógicos	138
2.6.	Atributos	139
2.7.	Dispositivos lógicos	139
2.8.	Acceso a la información	139
2.9.	El protocolo IEC61850 y los mensajes GOOSE	139
2.10.	Tecnología Ethernet para el protocolo IEC61850	142
2.11.	Lenguaje de descripción de la configuración de subestaciones	144
3.	Protocolo IEC61850 en la subestación La Cereal	145
4.	Arquitectura de comunicaciones de La Cereal	146



Capítulo 6. Ingeniería de sistemas de protección y control 153

1. Revisión de la oferta	<u>153</u>
2. Lista de equipos principales	<u>154</u>
3. Disposición de armarios	<u>155</u>
4. Diagramas unifilares detallados	<u>158</u>
5. Verificación de transformadores	<u>159</u>
6. Arquitectura de comunicaciones	<u>160</u>
7. Criterios funcionales del sistema de protección	<u>161</u>
8. Criterios funcionales del sistema de control	<u>163</u>
9. Diseño de los circuitos	<u>166</u>
10. Diseño de las interconexiones	<u>168</u>
11. Lista de señales	<u>169</u>

Capítulo 7. Lista de equipos principales y disposición de armarios de La Cereal 173

1. Descripción general de los equipos	<u>173</u>
1.1. Equipo Diferencial de Línea – SIEMENS SIPROTEC 7SD522	<u>173</u>
1.2. Equipo de Distancia – SIEMENS SIPROTEC 7SA522	<u>176</u>
1.3. Equipo de Sobrecorriente – SIEMENS SIPROTEC 7SJ64	<u>178</u>
1.4. Equipo de Control de Posición – SIEMENS SIPROTEC 6MD663	<u>180</u>
1.5. Equipo de Diferencial de Barras – SIEMENS SIPROTEC 7SS52	<u>182</u>
1.6. Unidad de control – SIEMENS SICAM PAS	<u>183</u>
1.7. Relé Auxiliar – SIEMENS SIPROTEC 7PA30	<u>183</u>
2. Lista de equipos y funciones por posición de La Cereal	<u>184</u>
2.1. Posición de Líneas 220kV =D01 / =D04	<u>186</u>
2.2. Posición de Acoplamiento de Barras 220 kV =D02 y Autotransformador 400/220kv lado de 220kV =D03	<u>190</u>
2.3. Unidad central de Diferencial de Barras	<u>192</u>



2.4. Equipos principales del armario de control	193
3. Disposición de armarios de La Cereal	194

Capítulo 8. Esquemas de protección y control y verificación de transformadores

1. Esquemas de protección y control	203
1.1. Posición de Líneas 220kV =D01 / =D04	204
1.2. Posición de Acoplamiento de barras 220kV =D02	206
1.3. Posición de Autotransformador 400/220kV lado de 200kV =D03	208
1.4. Esquema de protección y control de la diferencial de barras de 200kV	210
2. Verificación de transformadores	212

Capítulo 9. Lista de señales

1. Posición línea 1 220kV =D01	219
--------------------------------	-----

Capítulo 10. Presupuesto

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía	241
--------------	-----

ANEXOS

Anexo I. Esquema Unifilar General La Cereal	245
---	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1. Introducción.

Figura 1. Ubicación SE La Cereal	<u>18</u>
---	-----------

CAPÍTULO 2. Criterios Generales del Sistema Eléctrico.

Figura 2. Esquema unifilar simplificado del sistema eléctrico de potencia	<u>21</u>
--	-----------

Figura 3. Subestación de intemperie	<u>25</u>
--	-----------

Figura 4. Subestación GIS e interior	<u>26</u>
---	-----------

Figura 5. Ejemplo de embarrado de una subestación eléctrica	<u>28</u>
--	-----------

Figura 6. Subestación GIS La Cereal 220kV, vista lateral	<u>29</u>
---	-----------

Figura 7. Subestación GIS La Cereal 220kV, vista de la parte superior	<u>30</u>
--	-----------

Figura 8. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q1, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV	<u>35</u>
---	-----------

Figura 9. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q2, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV	<u>36</u>
---	-----------

Figura 10. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q9, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV	<u>37</u>
--	-----------

Figura 11. Enclavamientos apertura/cierre seccionadores Q51/52, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV	<u>38</u>
--	-----------

Figura 12. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q8, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV	<u>39</u>
--	-----------

Figura 13. Enclavamientos cierre interruptor Q0, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV	<u>40</u>
---	-----------



Figura 14. Enclavamientos del disparo del interruptor Q0, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV	<u>41</u>
Figura 15. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q1, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión	<u>42</u>
Figura 16. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q2, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión	<u>43</u>
Figura 17. Enclavamientos apertura/cierre seccionadores Q51/52, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión	<u>44</u>
Figura 18. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q8, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión	<u>45</u>
Figura 19. Enclavamientos del cierre del interruptor Q0, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión	<u>46</u>
Figura 20. Enclavamientos del disparo del interruptor Q0, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión	<u>47</u>
Figura 21. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q1, posición de Acoplamiento de Barras 220kV	<u>48</u>
Figura 22. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q2, posición de Acoplamiento de Barras 220kV	<u>49</u>
Figura 23. Enclavamientos apertura/cierre seccionadores Q51/52, posición de Acoplamiento de Barras 220kV	<u>50</u>
Figura 24. Enclavamientos del cierre del interruptor Q0, posición de Acoplamiento de Barras 220kV	<u>51</u>
Figura 25. Enclavamientos del disparo del interruptor Q0, posición de Acoplamiento de Barras 220kV	<u>52</u>
CAPÍTULO 3. Equipamiento Eléctrico.	
Figura 26. Interruptor de una subestación tipo GIS	<u>59</u>



Figura 27. Supervisión de la bobina de disparo de un interruptor monopolar	70
Figura 28. Dos seccionadores de barras y uno de línea de una subestación GIS	71
Figura 29. Armario de control local de posición de línea de una subestación GIS	75
Figura 30. Transformador de potencia	76
CAPÍTULO 4. Sistema de Protección y Control.	
Figura 31. Zonas de protección de un sistema eléctrico	95
Figura 32. Relé de Protección y Control integrado de Siemens	99
Figura 33. Diagrama de bloque general de un relé de protección	99
Figura 34. Curva de daño de los equipos eléctricos	103
Figura 35. Característica de disparo de la protección que impide que se alcance la curva de daño del equipo	104
Figura 36. Característica de funcionamiento de un relé instantáneo	105
Figura 37. Curva característica de disparo de un relé dos niveles (de tiempo fijo)	106
Figura 38. Curva característica de disparo de un relé dos niveles (tiempo inverso y tiempo fijo)	107
Figura 39. Protección de sobreintensidad con característica de tiempo dependiente	108
Figura 40. Principio de operación de una protección de sobreintensidad direccional	110
Figura 41. Esquema de protección inapropiado basado en protecciones direccionales en una red alimentada por sus dos extremos	112
Figura 42. Principio de la protección de distancia direccional	113



Figura 43. Principio de operación de una protección diferencial _____ 115

Figura 44. Principio de operación de una protección diferencial
ante fallo en el elemento protegido _____ 116

Figura 45. Esquema de protección diferencial de alta impedancia _____ 117

Figura 46. Esquema de protección diferencial porcentual _____ 118

Figura 47. Característica de disparo típica de la protección
diferencial porcentual _____ 119

Figura 48. Niveles de control de una subestación _____ 124

CAPÍTULO 5. Automatización de Subestaciones Eléctricas.

Figura 49. Niveles de control para la automatización de subestaciones _____ 130

Figura 50. Capas OSI _____ 140

Figura 51. Transmisión de mensajes GOOSE _____ 146

Figura 52. Arquitectura de comunicaciones del sistema de control _____ 150

Figura 53. Arquitectura de comunicaciones del sistema de protección _____ 151

CAPÍTULO 6. Ingeniería de Sistemas de Protección y Control.

Figura 54. Esquema de realización de la revisión de la oferta _____ 154

Figura 55. Esquema de realización de la lista de equipos principales _____ 155

Figura 56. Esquema de realización de la disposición de armarios _____ 157

Figura 57. Esquema de elaboración de diagramas unifilares detallados _____ 159

Figura 58. Esquema de la verificación de trafos de medida _____ 160

Figura 59. Esquema de elaboración de arquitectura comunicaciones _____ 161

Figura 60. Esquema de los criterios funcionales del sist de protección _____ 163

Figura 61. Esquema de los criterios funcionales del sistema de control _____ 166



Figura 62. Esquema del diseño de los circuitos_____167

Figura 63. Esquema del diseño de las interconexiones_____169

Figura 64. Esquema de la elaboración de la lista de señales_____171

CAPÍTULO 7. Lista de Equipos ppales y disposición de armarios.

Figura 65. Equipo SIPROTEC 7SD522_____176

Figura 66. Equipo SIPROTEC 7SA522_____178

Figura 67. Equipo SIPROTEC 7SJ64_____180

Figura 68. Equipo SIPROTEC 6MD663_____182

Figura 69. Esquema de funcionamiento del relé 7PA30_____184

Figura 70. Disposición de armarios Línea 1 -220kV_____196

Figura 71. Disposición de armarios Acople de Barras 220kV_____197

Figura 72. Disposición de armarios Autotransformador 400/220kV
lado de 220kV_____198

Figura 73. Disposición de armarios Línea 4 -220kV_____199

Figura 74. Disposición de armarios Diferencial de Barras de 220kV_____200

Figura 75. Disposición de armarios Control de 220kV_____201

CAPÍTULO 8. Esquemas de Protección y Control y Verificación de trafos.

Figura 76. Esquema de protección y control de Líneas 1 y 4 - 220kV_____205

Figura 77. Esquema de protección y control del Acoplamiento
de barras 220kV_____207

Figura 78. Esquema de protección y control del Autotransformador
400/220kV lado de 220kV_____209

Figura 79. Esquema de protección y control de la diferencial
de barras 220kV_____211



ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2. Criterios Generales del Sistema Eléctrico.

Tabla 1. Tipo de subestación y complejidad de interconexión	<u>27</u>
--	-----------

CAPÍTULO 3. Equipamiento Eléctrico.

Tabla 2. Número de bobinas de disparo en interruptores de potencia en función del nivel de tensión	<u>69</u>
---	-----------

Tabla 3. Sistemas de refrigeración de un transformador	<u>82</u>
---	-----------

CAPÍTULO 4. Sistema de Protección y Control.

Tabla 4. Niveles de control de la subestación La Cereal	<u>128</u>
--	------------

CAPÍTULO 5. Automatización de Subestaciones Eléctricas.

Tabla 5. Estructura De la Norma IEC61850	<u>135</u>
---	------------

Tabla 6. Indicadores de Nodos Lógicos	<u>138</u>
--	------------

CAPÍTULO 7. Lista de Equipos ppales y disposición de armarios.

Tabla 7. Relación y características de equipos de las posiciones de Líneas de 220kV	<u>189</u>
--	------------

Tabla 8. Relación y características de equipos de las posiciones de Acoplamiento de barras de 220kV y Autotransformador de 400/220kV lado de 220kV	<u>192</u>
---	------------

Tabla 9. Características de la unidad central de la diferencial de barras de 220kV	<u>192</u>
---	------------

Tabla 10. Relación y características de los equipos del armario de control del parque de 220kV	<u>193</u>
---	------------

CAPÍTULO 8. Esquemas de Protección y Control y Verificación de trafos.

Tabla 11. Características de TI en la SE La Cereal 220kV	<u>212</u>
---	------------



Tabla 12. Conexión de transformadores de intensidad en Posición de Línea 1 y 4 de 220kV	<u>213</u>
Tabla 13. Conexión de transformadores de intensidad en Posición de Autotransformador 400/220kV lado de 220kV	<u>213</u>
Tabla 14. Conexión de transformadores de intensidad en Posición de acoplamiento de Barras de 220kV	<u>213</u>
Tabla 15. Cálculo del factor de precisión efectivo de la posición de Línea 1 y 4 de 220kV	<u>215</u>
Tabla 16. Comparación del factor de precisión efectivo de la posición de Línea 1 y 4 de 220kV	<u>215</u>
Tabla 17. Cálculo del factor de precisión efectivo de la posición de Autotransformador 400/220kV lado de 220kV	<u>216</u>
Tabla 18. Comparación del factor de precisión efectivo de la posición de Autotransformador 400/220kV lado de 220kV	<u>216</u>
Tabla 19. Cálculo del factor de precisión efectivo de la posición de Acoplamiento de Barras de 220kV	<u>216</u>
Tabla 20. Comparación del factor de precisión efectivo de la posición de Acoplamiento de Barras de 220kV	<u>217</u>
 CAPÍTULO 9. Lista de Señales.	
Tabla 21. Lista de señales de la Posición de Línea 1 =D01	<u>219</u>



MEMORIA

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica recorre un largo camino desde su generación hasta su consumo, en todo él se debe garantizar un suministro continuo y de calidad a los consumidores. El problema que se presenta es la imposibilidad técnica de evitar los fallos que se producen en la red, es por esto que las subestaciones cuentan con un sistema de protección cuya función es minimizar los efectos derivados de dichas faltas que se presentan de manera imprevista y aleatoria.

1. OBJETIVOS

De acuerdo con lo anterior, el objeto principal de este proyecto es el diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas, en concreto se tomará como caso de estudio la S.E. La Cereal, ubicada en España.

Se presentan como objetivos específicos:

- Analizar cada una de las funciones de protección (sobreintensidad, distancia, diferencial) que se utilizan en las subestaciones eléctricas.
- Identificar y analizar cada elemento que compone la subestación y las señales que aportan al sistema de protección y control.
- Describir la automatización de subestaciones eléctricas y de protocolos de comunicaciones, en especial el IEC61850 y su integración en la S.E. La Cereal.
- Determinar la lista de equipos de protección y control utilizados en la S.E. La Cereal.
- Realizar los esquemas de protección y control de la S.E. La Cereal.
- Elaborar la lista de señales de la S.E. La Cereal.

2. UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Debido a la creciente demanda de consumo eléctrico en el norte de la capital de España y a la necesidad de reforzar el mallado de la red de transporte del centro peninsular, surge a subestación eléctrica La Cereal, que ha sido mencionada en los objetivos. Se trata de una subestación transformadora de 400/220kV. Se encuentra en el término municipal de Tres Cantos, provincia de Madrid, su titular es Red Eléctrica de España Sociedad Anónima.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de la subestación.

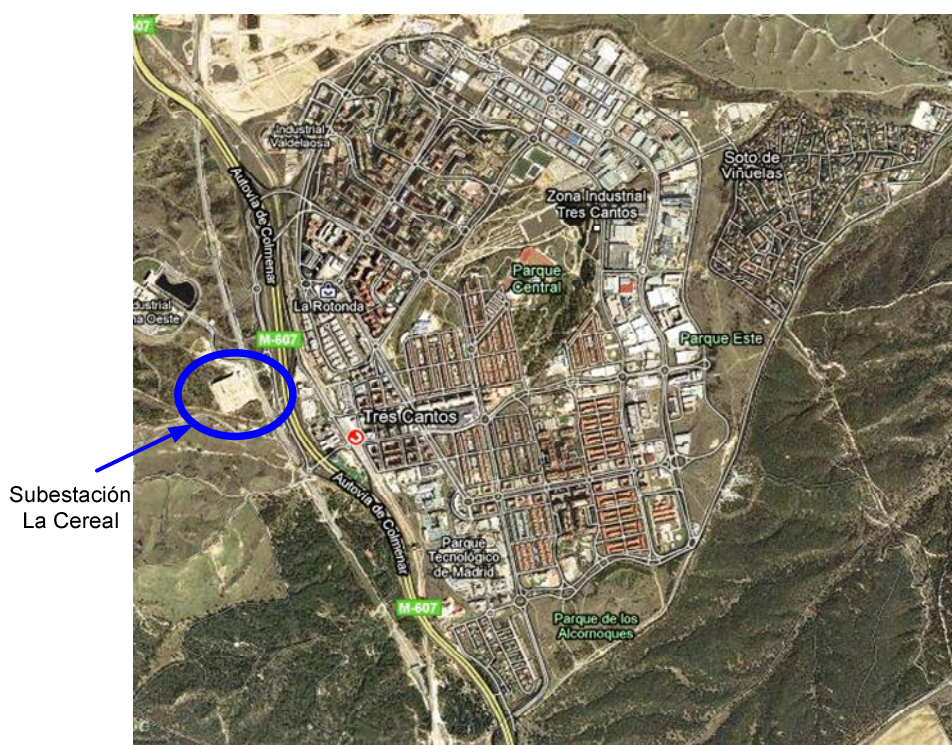


Figura 1. Ubicación SE La Cereal.

Este proyecto se centra en el parque de 220 kV, el cual está conectado a la antigua subestación de Tres Cantos aumentando la seguridad del sistema y reduciendo sobrecargas, y con otra línea abastecerá a la nueva construcción del mismo municipio.

El acuerdo de Red Eléctrica España, Sociedad Anónima con la Dirección General de Política Energética y Minas para la instalación de la subestación



400/220 kV denominada La Cereal, fue firmado en 2006. El acuerdo para su utilidad pública fue firmado un año después, en 2007.

3. DESCRIPCIÓN DE LA MEMORIA

Para alcanzar los objetivos que se han descrito, el proyecto se estructura en **X** capítulos que se complementan con los anexos. En el primer capítulo se establecen los objetivos del proyecto, la ubicación de La Cereal y se expone los temas tratados en los diferentes capítulos de la memoria.

El segundo capítulo presenta los criterios y características generales de las subestaciones eléctricas que son necesarios conocer para comenzar el estudio del sistema de protección y control. Así como la definición del diagrama unifilar y las lógicas de enclavamientos generales y su aplicación en la subestación La Cereal.

Para hacer un buen diseño de cualquier sistema de protección es necesario identificar cada uno de los elementos que componen la subestación, razón por la cual, en el capítulo tres se analizan los equipos eléctricos de la subestación La Cereal, enfatizando en su modo de operación y las señales que cada uno aporta al sistema de protección y control.

En el capítulo cuatro se describe la necesidad del sistema de protección y control y se enumeran las diferentes funciones de protección y su aplicación. Además de los distintos niveles de control que existen en las subestaciones.

Uno de los objetivos del proyecto es la implementación del protocolo IEC61850 para la comunicación de los diferentes relés de protección y los equipos de control de la subestación, de acuerdo con esto en el capítulo cinco se definen la automatización de subestaciones y se describe brevemente la norma para posteriormente presentar la arquitectura de la subestación La Cereal.



En el capítulo seis se definen los pasos a seguir en la realización de un sistema de protección y control, es decir la ingeniería básica, partiendo de la documentación suministrada por el cliente de la instalación, hasta obtener como uno de los resultados la lista de señales de la subestación, en la cual acaba el alcance de este proyecto.

Con toda la información obtenida de los capítulos anteriores, en el capítulo siete se indican los diferentes equipos a instalar para el sistema de protección y control de la subestación y su disposición en los armarios de la sala de control.

Los esquemas de protección y control donde se muestran las funciones de protección activas de los relés para la protección de cada una de las posiciones de la subestaciones, así como cada una de las unidades de control de posición se describen en el capítulo ocho, también se presenta el cálculo que verifica que los transformadores de intensidad instalados en la subestación garantizan el buen funcionamiento de las protecciones y la precisión suficiente.

En el capítulo nueve se presenta la lista de señales diseñadas para la subestación La Cereal, las cuales representan una recopilación de toda la información procesada por el sistema de protección y control.

Por último en el diez capítulo se muestra el presupuesto del proyecto indicándose los distintos gastos y costes.

Capítulo 2

CRITERIOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de potencia (S.E.P.) tiene como finalidad garantizar el suministro continuo de la energía dentro de su área de aplicación y lo debe hacer garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos.

1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El SEP está constituido por el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución esenciales para el consumo de la energía eléctrica. Las subestaciones eléctricas son una parte fundamental del SEP ya que son las encargadas de unir sus distintas partes. A continuación se describen las diferentes partes que unen dichas subestaciones.

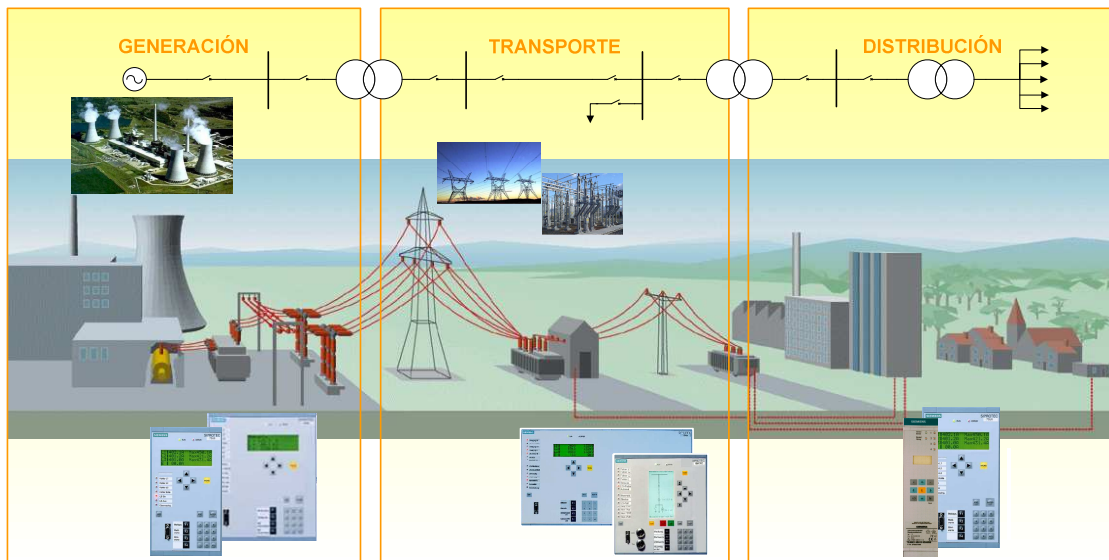


Figura 2. Esquema unifilar simplificado del sistema eléctrico de potencia.



1.1. Generación

Se refiere a las instalaciones donde se genera la energía eléctrica a partir de otro tipo de energía (hidráulica, térmica, nuclear, etc), incluyendo los propios generadores, servicios auxiliares, motores, equipos de excitación, etc.

1.2. Transporte - Interconexión

La red de transporte se encarga de conectar los grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos, con los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales, también mantiene la operación global del sistema eléctrico en sincronismo. Esta red ha de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias, por lo que debe funcionar a muy alta tensión (en España 220 y 400 KV). Esta gestionada y operada por RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA, REE.

Los elementos que componen la red de transporte son:

- **Subestaciones elevadoras:** Es la primera transformación que sufre la energía, justo en la salida de las centrales generadoras. Esta elevación del nivel de tensión es necesaria para que las pérdidas en el transporte de la energía sean lo más pequeñas posibles para que así esta operación resulte económica. Estas pérdidas de las que hablamos son resistivas por efecto Joule, son proporcionales al cuadrado de la corriente $P = R \cdot I^2$. Además estas subestaciones constituyen un gran nodo dentro del sistema eléctrico donde se interconectan todas las líneas entre sí y en donde se instalan elementos de protección, corte y maniobra del sistema.
- **Líneas:** Se trata de cables de aluminio que descansan sobre torretas y que tienen como función conectar las subestaciones elevadoras con las subestaciones transformadoras. Eléctricamente la sección de los cables marca el límite máximo admisible de corriente que pueden transportar.

- **Subestaciones transformadoras:** Centros donde se realiza la transformación del nivel de tensión de transporte al de distribución. También hay ocasiones en las que las subestaciones transformadoras realizan la misión de interconexión entre distintas líneas de transporte, por lo que en estos casos tienen funciones de maniobra.

1.3. Distribución - Consumo

Corresponde a las líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica hasta los distintos consumidores. Para llevar a cabo este fin se pueden distinguir las siguientes partes de la red de distribución:

- **Redes de reparto:** Los niveles de tensión son 132, 66, ó 45 kV. Esta red se distribuye en torno a los grandes centros de consumo y suelen ser aéreas, no obstante, en núcleos urbanos importantes estas redes son subterráneas.
- **Subestaciones transformadoras de distribución:** Transforman los niveles de tensión de reparto a los de distribución en media tensión que son del orden de 20 o 15 kV.
- **Redes de distribución de media tensión:** Son las líneas que unen las subestaciones transformadoras de distribución con los consumidores en media tensión, que suelen ser instalaciones industriales o consumidores de cierta importancia, o con los centros de transformación. Estas líneas pueden ser aéreas o subterráneas.
- **Centros de transformación:** Subestaciones que vuelven a reducir el valor de tensión para hacerlo apto para el consumo en baja tensión.
- **Redes de distribución de baja tensión:** Son las líneas que unen los centros de transformación con la acometida del consumidor de baja



tensión. Estas redes son generalmente subterráneas, existen casos en los que son aéreas pero suelen ser redes rurales.

Para realizar las funciones descritas son necesarios unos elementos auxiliares, como condensadores, reactancias, transformadores de medida (TI, Transformador de Intensidad y TT, Transformador de Tensión), dispositivos de maniobra (interruptores, seccionadores), etc.

2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Las características generales de las subestaciones influyen en gran medida en las características de sus sistemas de protección y control. Con el propósito de estudiar esta influencia consideramos las siguientes características:

2.1. Nivel de tensión

El nivel de tensión de la subestación viene dado por la tensión de servicio de las barras. La dimensión y complejidad del sistema de protección y control se incrementa considerablemente según aumenta el nivel de tensión. Por la influencia en la aparamenta de la subestación se consideran tres grupos de tensiones:

- Media Tensión (MT): 0,7 a 36 kV
- Alta Tensión (AT): 45 a 230 kV
- Muy Alta Tensión (MAT): 245 a 400 kV

Los niveles de tensión mas altos exigen mayores prestaciones a los interruptores y seccionadores. Por su influencia en el volumen de entradas/salidas del sistema de protección y control se consideran otras alternativas:

- Interruptor: monopolar – tripolar
- Seccionadores: motorizados – manuales
- Enclavamientos: eléctricos y mecánicos

2.2. Tipo de subestación

Actualmente se instalan subestaciones de tres tipos:

- **Intemperie:** se construyen en el exterior, requieren un diseño, de aparatos y máquinas capaces de funcionar bajo condiciones atmosféricas adversas. Se utilizan en los sistemas de alta tensión.



Figura 3. Subestación de intemperie.

- **En celdas o cabinas de media tensión (Tipo interior):** la principal ventaja de este tipo de subestaciones es que el espacio que ocupan es aproximadamente 10 veces menos que una convencional. A pesar de ser interiores los transformadores se sitúan en el exterior para minimizar daños en caso de accidente.
- **Aislada en gas SF6 GIS. (Tipo blindado):** usan hexafluoruro de azufre como aislante en todos sus elementos (interruptores, transformadores...), el uso de este gas permite reducir la distancia necesaria entre los diferentes elementos de la instalación y por tanto se requiere menos espacio. Este tipo es más caro, porque evidentemente es más costoso aislar en SF6 que en aire (intemperie). Se utilizaban en tensiones de distribución y utilización, pero actualmente su uso se está

generalizando a instalaciones de transporte debido a los problemas de impacto medioambiental que provoca la construcción de subestaciones convencionales.



Figura 4. Subestación GIS e interior.

La influencia del tipo de subestación en el sistema de protección y control se centra fundamentalmente en la interconexión del sistema con los equipos de alta tensión. Se debe de tener en cuenta la longitud de los cables y la complejidad de su interconexión.

La interconexión a campo es más compleja cuando junto a los equipos de alta tensión han de instalarse cajas de formación de intensidades o tensiones y armarios de distribución o repartición. En el siguiente cuadro se sintetizan estos dos aspectos según el tipo de subestación:

TIPO DE SUBESTACIÓN	LONGITUDES DE CABLES	COMPLEJIDAD DE LA INTERCONEXIÓN
Intemperie	Larga	Compleja
Celdas de MT	Muy corta	Muy sencilla
GIS	Corta	Sencilla

Tabla 1. Tipo de subestación y complejidad de interconexión.

Como se observa en la tabla, en las subestaciones de intemperie la longitud de los cables es muy grande porque los equipos de maniobra, desde donde parten la mayoría de las señales que necesita el sistema de protección y control, están muy separados de los relés de protección, es decir de la sala de control. Esta longitud es cada vez más pequeña, en las subestaciones tipo GIS, las salas de los equipos aislados en SF6 y de los relés de control se encuentran muy cercanas, si no son habitaciones contiguas. Por último en las subestaciones con menor longitud en sus conexiones son las subestaciones con celdas de media tensión, en este caso el interruptor se encuentra en la parte inferior de la celda y los equipos de protección en la parte superior, es decir que la conexión será directa.

2.3. Tipo de barras

La disposición de la subestación es un aspecto muy importante en el diseño porque debe ser lo más sencillo posible pero que a la vez permita un alto nivel de continuidad en el servicio, futuras ampliaciones, un funcionamiento flexible y costes iniciales y finales reducidos.



Figura 5. Ejemplo de embarrado de una subestación eléctrica.

Se debe evitar la interrupción total del servicio originada por el fallo de los interruptores o defectos en la barras. Las subestaciones deben estar dispuestas de forma que la reanudación del servicio después de un fallo sea rápido.

La disposición general debe permitir la realización de trabajos de mantenimiento y futuras ampliaciones sin interrumpir el servicio.

Para que todos estos requisitos se cumplan lo más eficazmente posible se tienen las siguientes disposiciones básicas de barras:

- Barra simple.
- Barra simple con barra de transferencia.
- Barra doble.
- Doble barra con doble interruptor.
- Barra circular.
- Esquema de interruptor y medio.

La configuración de barras de la subestación La Cereal es de doble barra, por lo que se va a prestar mayor atención a este tipo de disposición. Esta configuración es muy usada en subestaciones de gran potencia, donde es importante garantizar la continuidad de servicio. Se adapta muy bien a sistemas mallados donde se requiere alta flexibilidad.

Este sistema permite agrupar las salidas en una de las barras mientras se efectúan labores de mantenimiento en la otra, sin suspender el servicio. Es obvio que para el mantenimiento de interruptores es necesario suspender el servicio de la salida respectiva.

Para un correcto diseño es necesario considerar que las dos barras deben tener la capacidad total de la subestación, lo mismo que el interruptor de acople, el cual hace parte de la transferencia. Debe de disponer de una posición de acoplamiento como mínimo.

3. ESQUEMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN

En las siguientes figuras se muestra la GIS de 220kV todavía en construcción, se puede apreciar que la configuración es de doble barra con capacidad para cuatro posiciones. Además se podrá ampliar con dos posiciones más futuras.



Figura 6. Subestación GIS La Cereal 220kV, vista lateral.



Figura 7. Subestación GIS La Cereal 220kV, vista de la parte superior.

La disposición de las celdas GIS es la siguiente:

- Posición 1: Línea / Tres Cantos 1.
- Posición 2: Autotransformador AT-1 400/220kV.
- Posición 3: Acoplamiento y medida de barras.
- Posición 4: Línea / Tres Cantos 2.
- Posición 5: Futura.
- Posición 6: Futura.

El parque de 220 kV se encuentra en la misma plataforma que el de 400 kV, en una edificación destinada a la sala de control y las posiciones de 220kV ya que es interior con tecnología GIS.

En el esquema unifilar se reflejan cada uno de los elementos que constituyen las diferentes posiciones de la subestación y su configuración. Este se adjunta en el anexo I.

Aunque no se aprecie en el esquema unifilar, la subestación también consta de redes de tierra a las que están conectadas todas las estructuras metálicas y soportes de aparamenta de acero, servicios auxiliares de corriente alterna y continua, sistemas de comunicación por fibra óptica, telefonía interna, sistemas

de alumbrado y fuerza y los sistemas de protección y control que es en lo que está centrado este proyecto.

Todos los equipos de la parte primaria de la subestación tienen unos enclavamientos, por ejemplo los seccionadores de barras de acuerdo a unos enclavamientos de operación seleccionan la barra a la cual se conectará la carga.

Para ver la secuencia de operación de cada uno de los equipos de la subestación hay que tener en cuenta los enclavamientos entre los diferentes equipos que se muestra a continuación.

4. ENCLAVAMIENTOS

En las subestaciones transformadoras, son los equipos de maniobra los que permiten junto con la configuración del sistema eléctrico, la distribución del flujo de energía de forma óptima, tanto desde el punto de vista de la seguridad del servicio, como de la minimización de pérdidas, también mediante la maniobra de una serie de equipos somos capaces de poner una parte de la instalación en servicio o separarla, ya sea porque se ha producido una falta en esa zona o para realizar operaciones de mantenimiento.

La realización de esta serie de maniobras se denominan enclavamientos y sus condiciones se ven afectadas por las características de operación de los equipos y la filosofía de operación de la subestación.

Los enclavamientos se implementan total o parcialmente en el sistema de protección y control, además influyen en el volumen de entradas y salidas binarias necesarias en los equipos, el desarrollo de lógicas digitales y la necesidad de relés auxiliares.

Es necesario conocer las características básicas de operación de los equipos de maniobra para poder implementar correctamente el sistema de



enclavamientos, los equipos más utilizados son seccionadores que sólo pueden maniobrar sin carga, los interruptores que maniobran en carga y además pueden cortar la máxima corriente de falta (intensidad de cortocircuito) y los seccionadores en carga que pueden maniobrar con la intensidad nominal, pero no disparar en caso de falta.

El análisis de enclavamientos se estructura como se expone a continuación.

4.1. Enclavamientos de interruptor

En este tipo de enclavamientos se agrupan todos aquellos en los que está implicado el interruptor ya sea porque es el equipo maniobrado o porque su estado condiciona la maniobra de los seccionadores. Estos enclavamientos garantizan que el interruptor es el único equipo que maniobra en carga.

El enunciado general de los enclavamientos de interruptor es el siguiente:

- Para cerrar el interruptor deben estar cerrados los seccionadores de servicio.
- Para maniobrar cualquier seccionador de servicio el interruptor debe estar abierto.

Los seccionadores de servicio son aquellos cuya apertura permite aislar el interruptor para realizar con seguridad los trabajos de mantenimiento y reparación.

4.2. Enclavamientos de seccionador

Son aquellos que condicionan el cierre de los seccionadores de servicio según la posición de los seccionadores de puesta a tierra y a la inversa.

Estos enclavamientos garantizan la realización de trabajos de mantenimiento, reparación o ampliación con total seguridad, se consigue aislando la parte de la instalación eléctrica donde se va a trabajar de la que sigue en servicio, con los

seccionadores de servicio y poniéndola debidamente a tierra, mediante los seccionadores de puesta a tierra.

La maniobra de los seccionadores es diferente para pasar de servicio a mantenimiento, en la que hay que abrir primero los seccionadores de servicio y luego cerrar los de puesta a tierra, y de mantenimiento a servicio, en este caso primero se abren los seccionadores de puesta a tierra y luego se cierran los de servicio, la confusión en el orden de los pasos a seguir conllevaría una falta de cortocircuito.

Con el fin de garantizar que el orden en las maniobras es el correcto, el enunciado general de los enclavamientos de seccionadores es el siguiente:

- Para cerrar un seccionador de puesta a tierra es necesario que todos los seccionadores de servicio de la parte de la instalación que se va a poner a tierra estén abiertos.
- Para cerrar un seccionador de servicio es necesario que todos los interruptores de puesta a tierra de la parte de la instalación que va a volver a ponerse en servicio estén abiertos.

Dependiendo de la parte de la instalación eléctrica considerada los seccionadores afectados pueden estar ubicados en:

- Dos subestaciones distintas: línea aérea o cable subterráneo.
- En diferentes niveles de tensión: transformadores.
- En diversas posiciones: barras.

4.3. Enclavamientos de operación

Este tipo de enclavamientos aseguran el cumplimiento de las condiciones de maniobra que son consecuencia de la filosofía de operación de la subestación. Por lo que no se puede decir que tengan unos enunciados generales, si no que responden a las especificaciones del usuario de la instalación.

Por la técnica aplicada, los enclavamientos pueden ser de tres tipos:



- **Mecánicos:** Se consiguen mediante piezas metálicas o llaves y son montados por el fabricante del equipamiento de la instalación de maniobra. Se aplica en el nivel de mando local.
- **Eléctricos:** Se consiguen mediante circuitos eléctricos en los que intervienen relés y contactos auxiliares de los interruptores y seccionadores. Se aplica en los niveles de mando local y de posición.
- **Digitales:** Se obtienen por programación de lógica correspondiente en los equipos numéricos o en la unidad central del sistema de control. Se aplica en los niveles de mando de posición, puesto de operación y despacho de carga.

En los niveles de mando de mayor autoridad se cumplen también los enclavamientos aplicados en todos los niveles inferiores, estos niveles de mando se definirán en los capítulos posteriores.

Como ya se ha explicado en el apartado anterior la SE La Cereal tiene una configuración de doble barra con acoplamiento, con una tensión de 220 kV.

En las siguientes figuras se muestran las lógicas de enclavamientos para los elementos de los tres típicos de la subestación que son línea, autotransformador y acoplamiento.

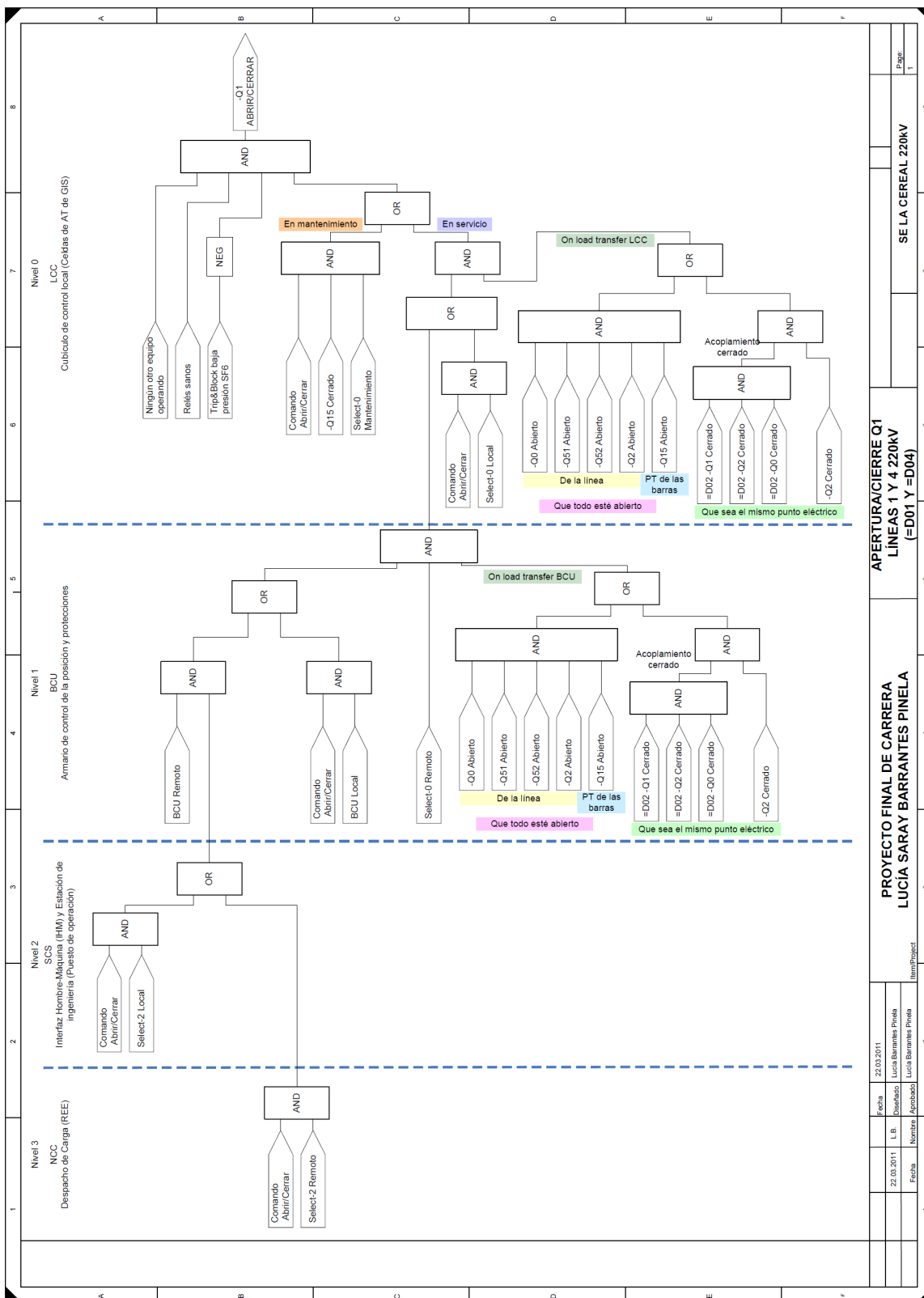


Figura 8. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q1, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV.

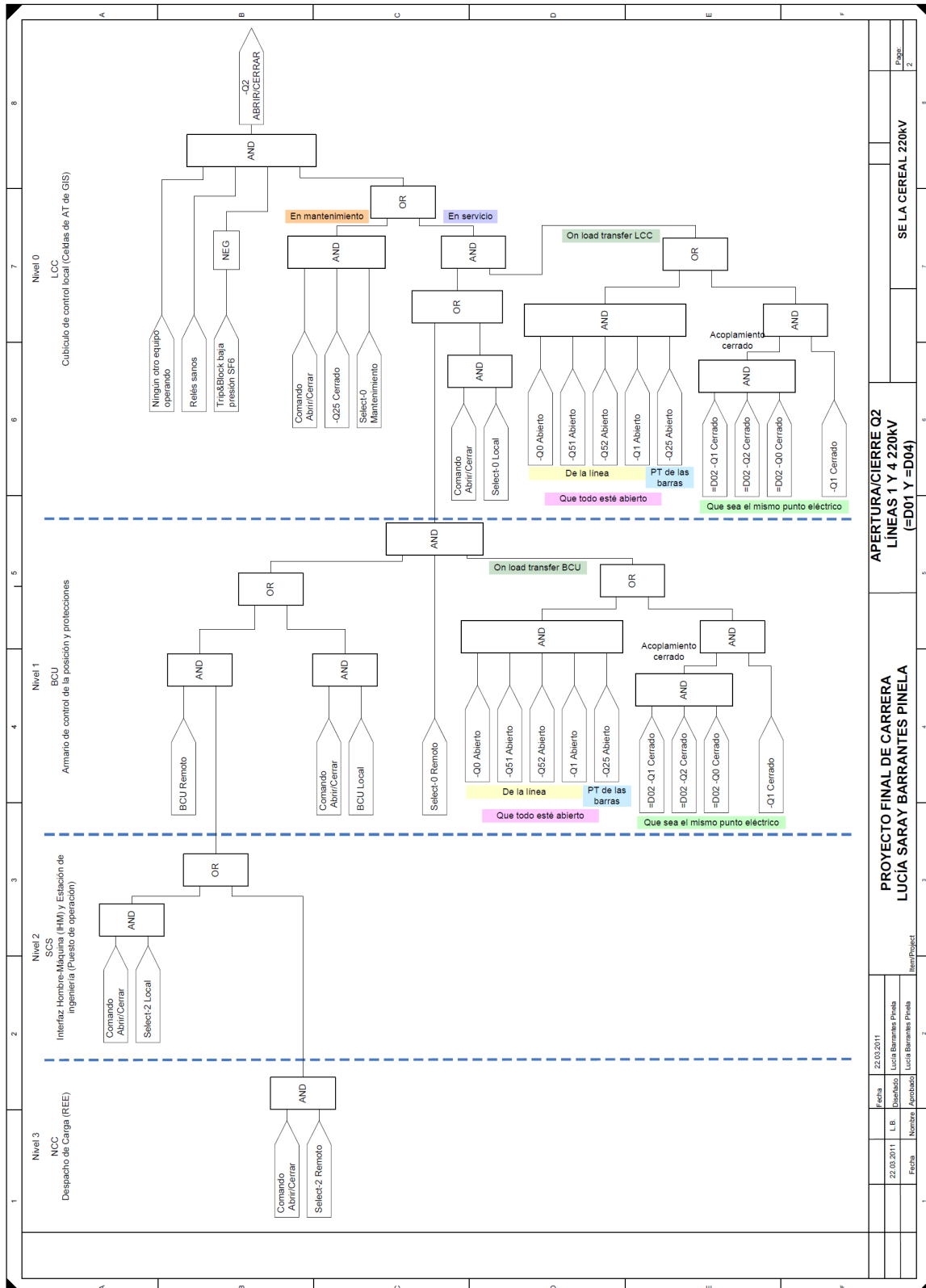


Figura 9. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q2, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV.

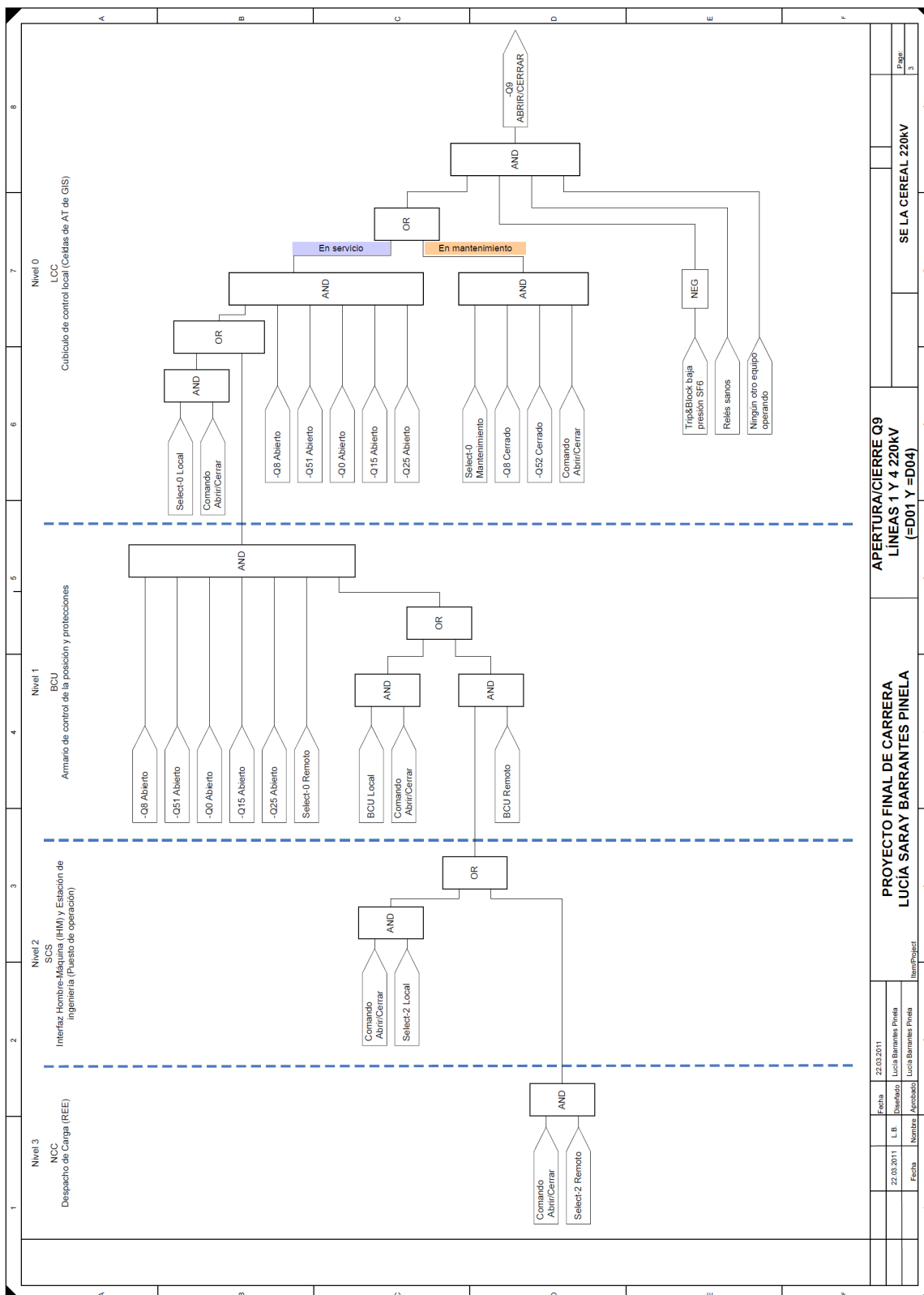


Figura 10. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q9, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV.

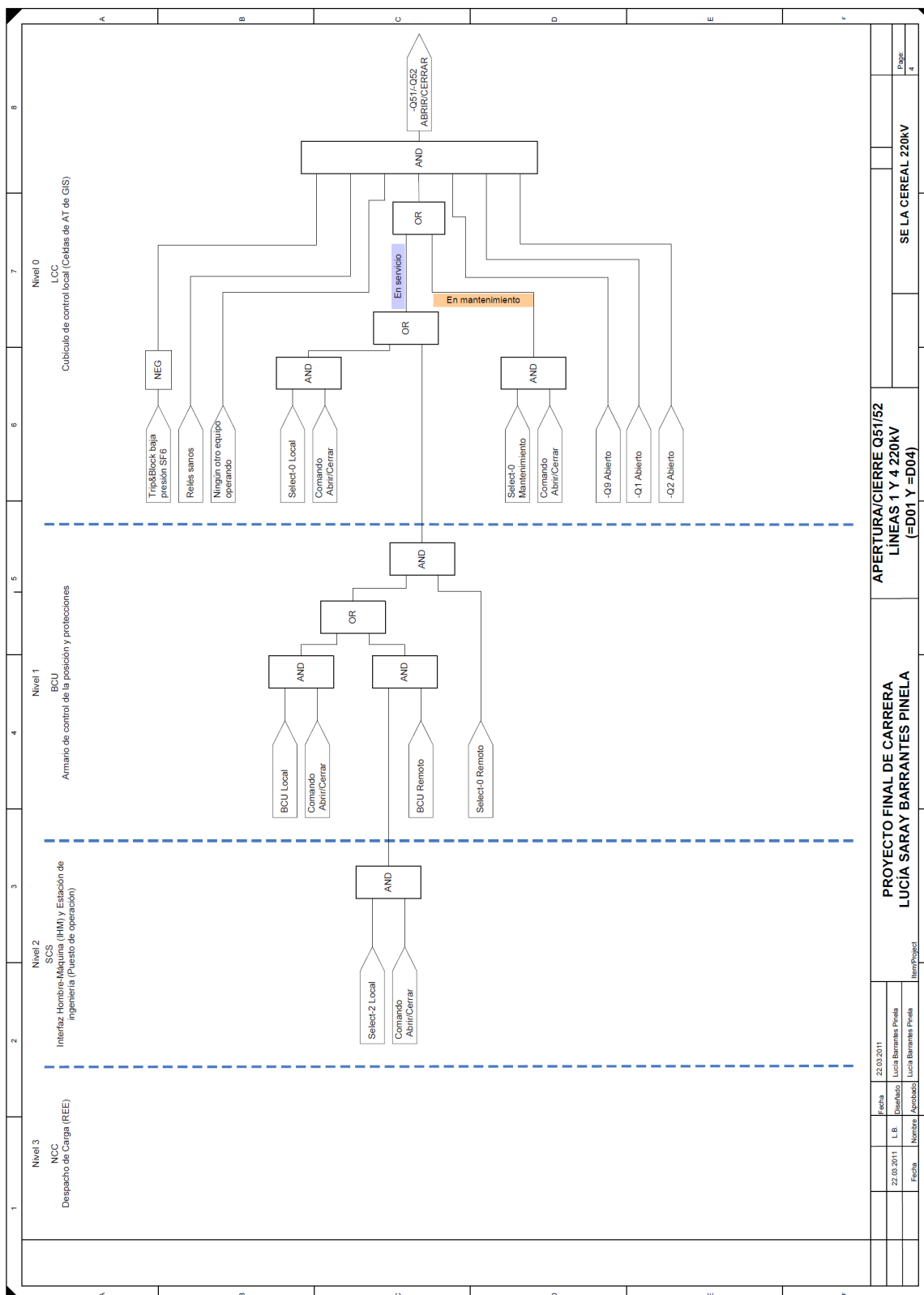


Figura 11. Enclavamientos apertura/cierre seccionadores Q51/52, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV.

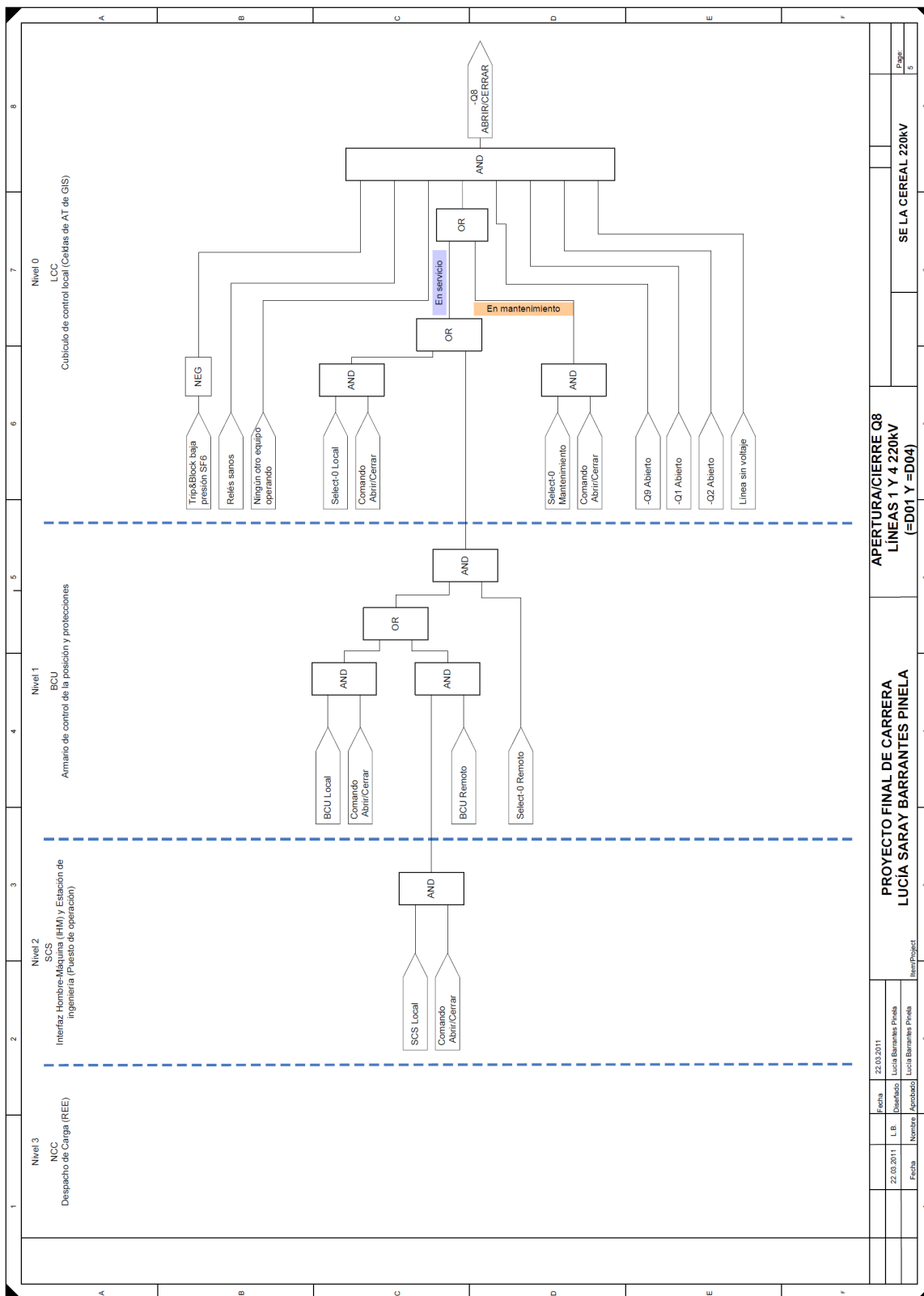


Figura 12. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q8, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV.

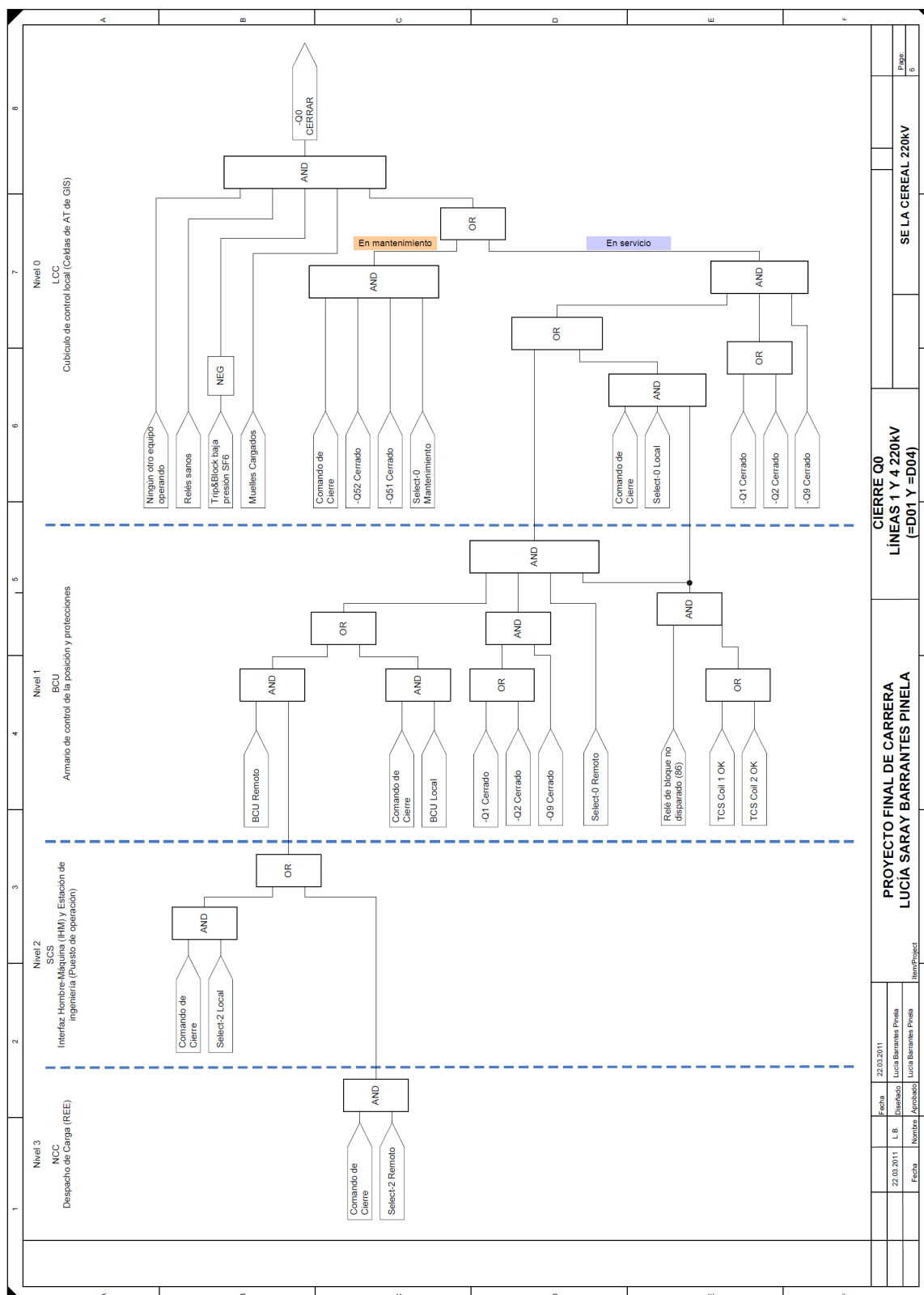


Figura 13. Enclavamientos cierre interruptor Q0, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV.

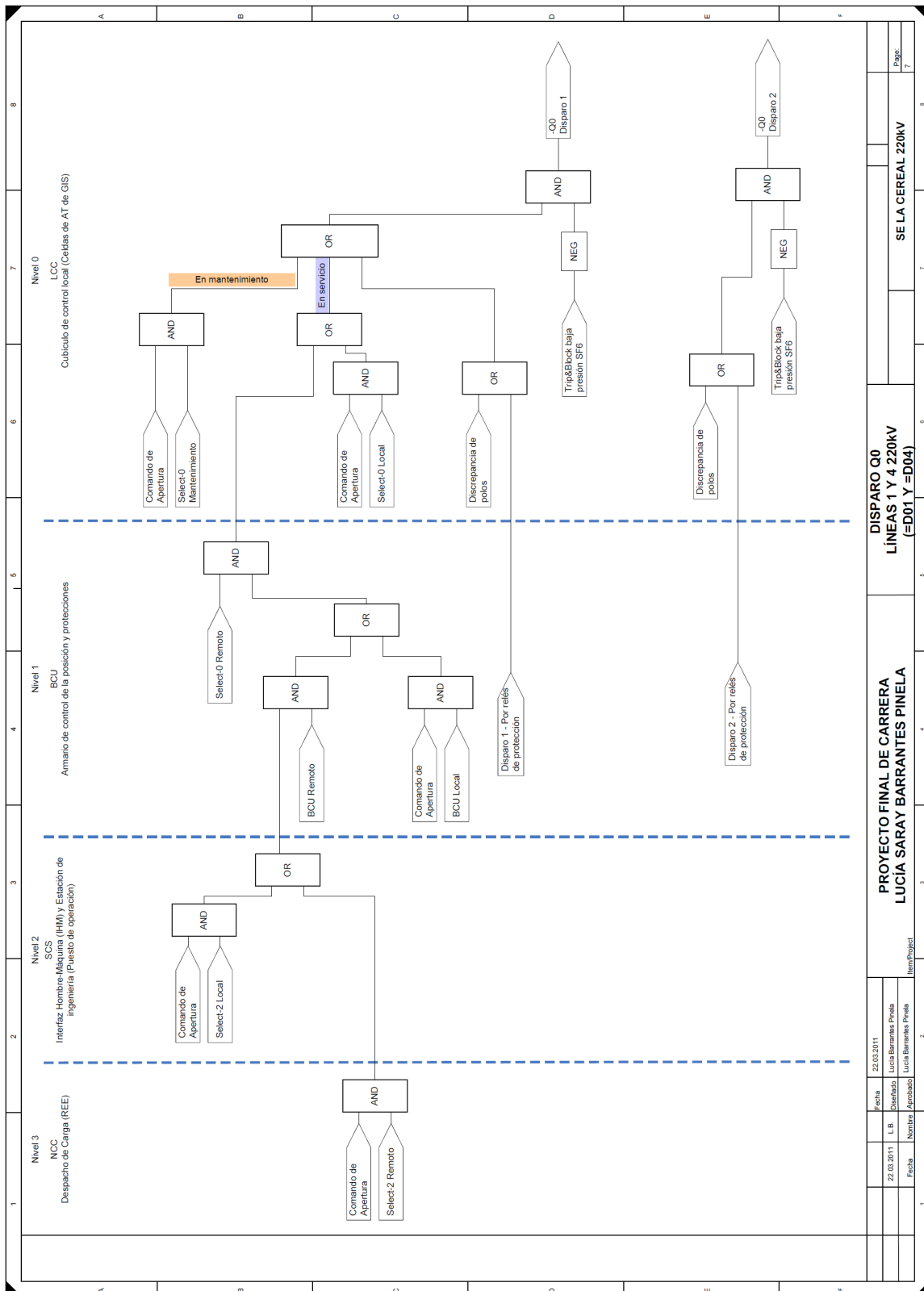


Figura 14. Enclavamientos del disparo del interruptor Q0, posiciones de Líneas 1 y 4 de 220kV.

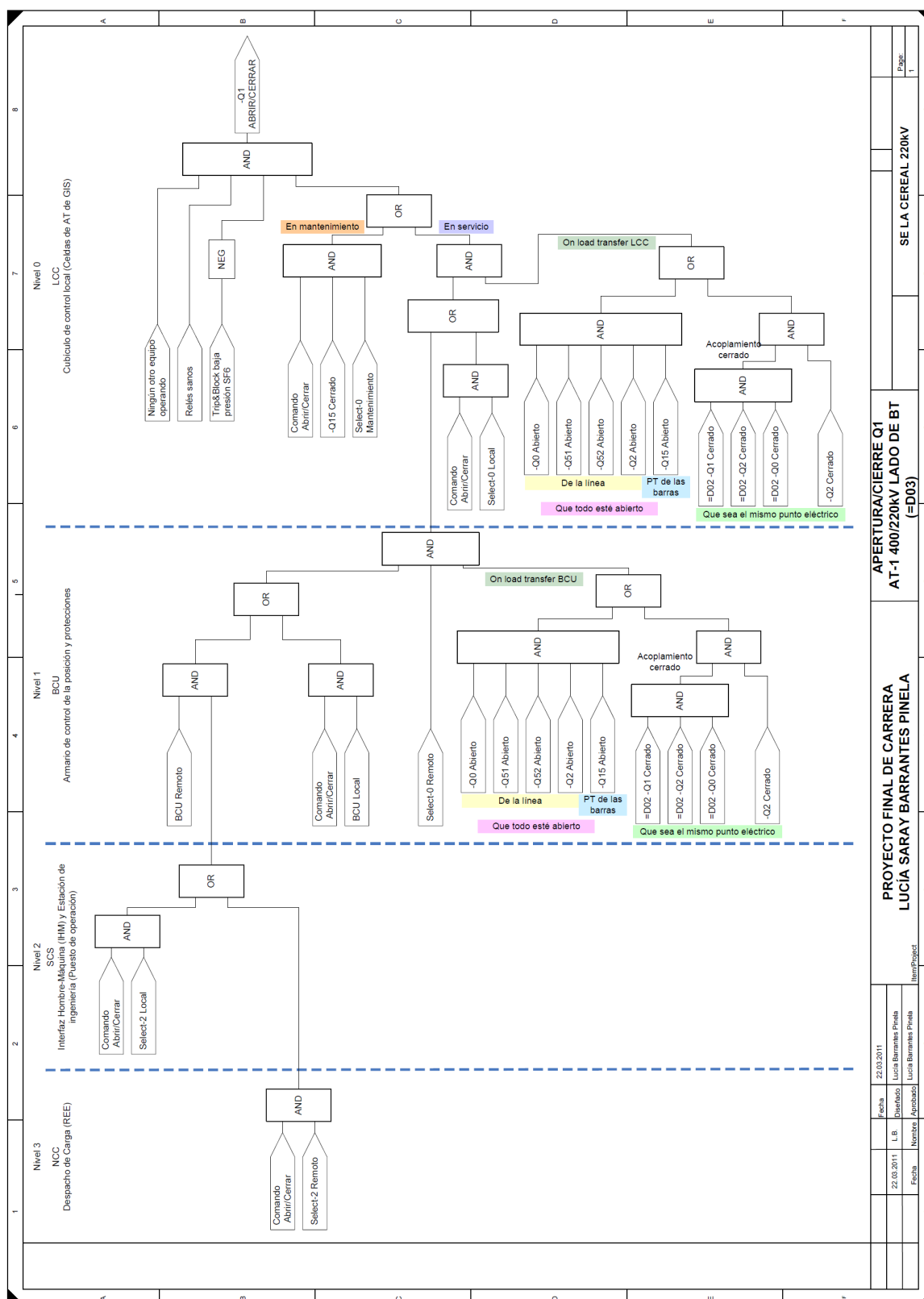


Figura 15. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q1, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión.

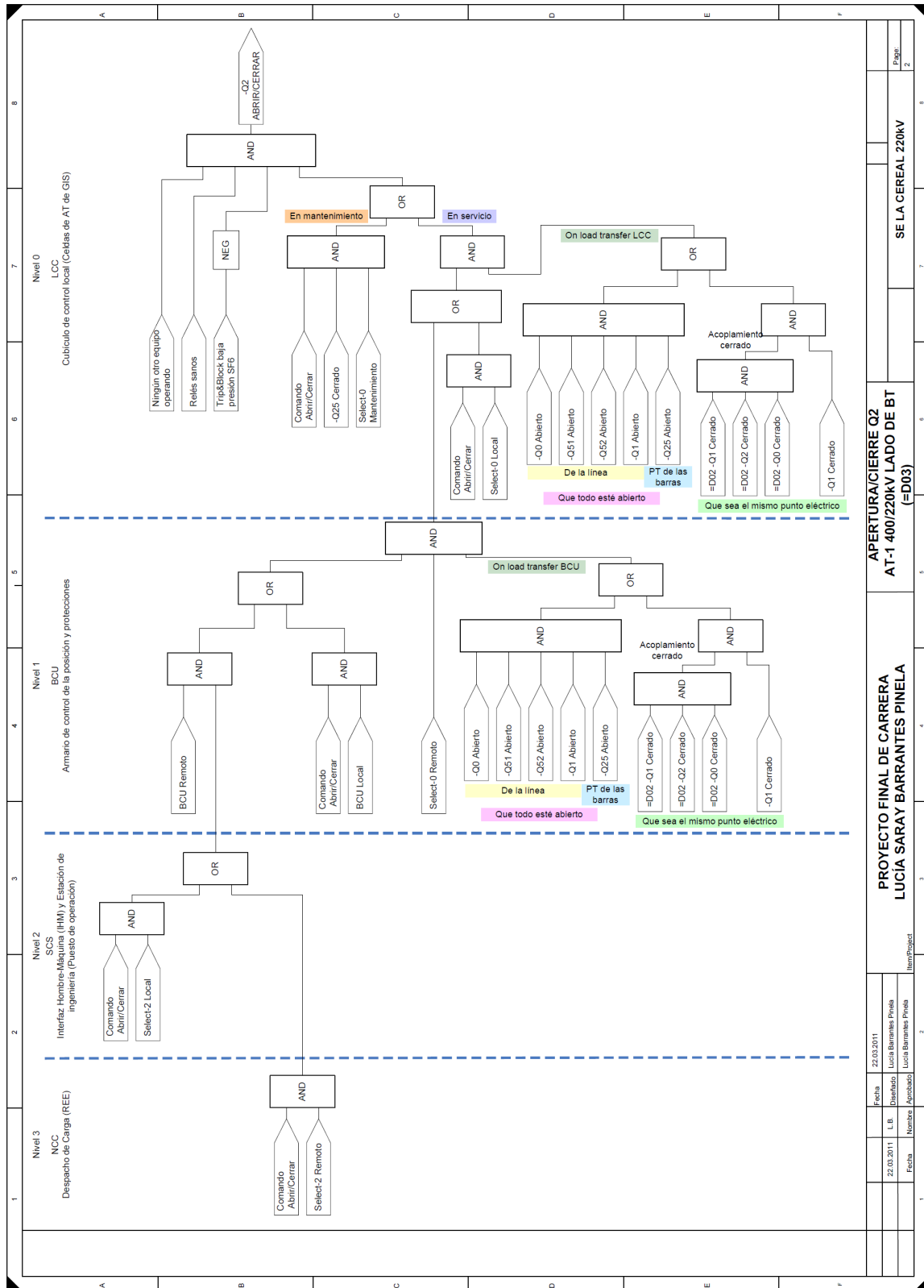


Figura 16. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q2, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión.

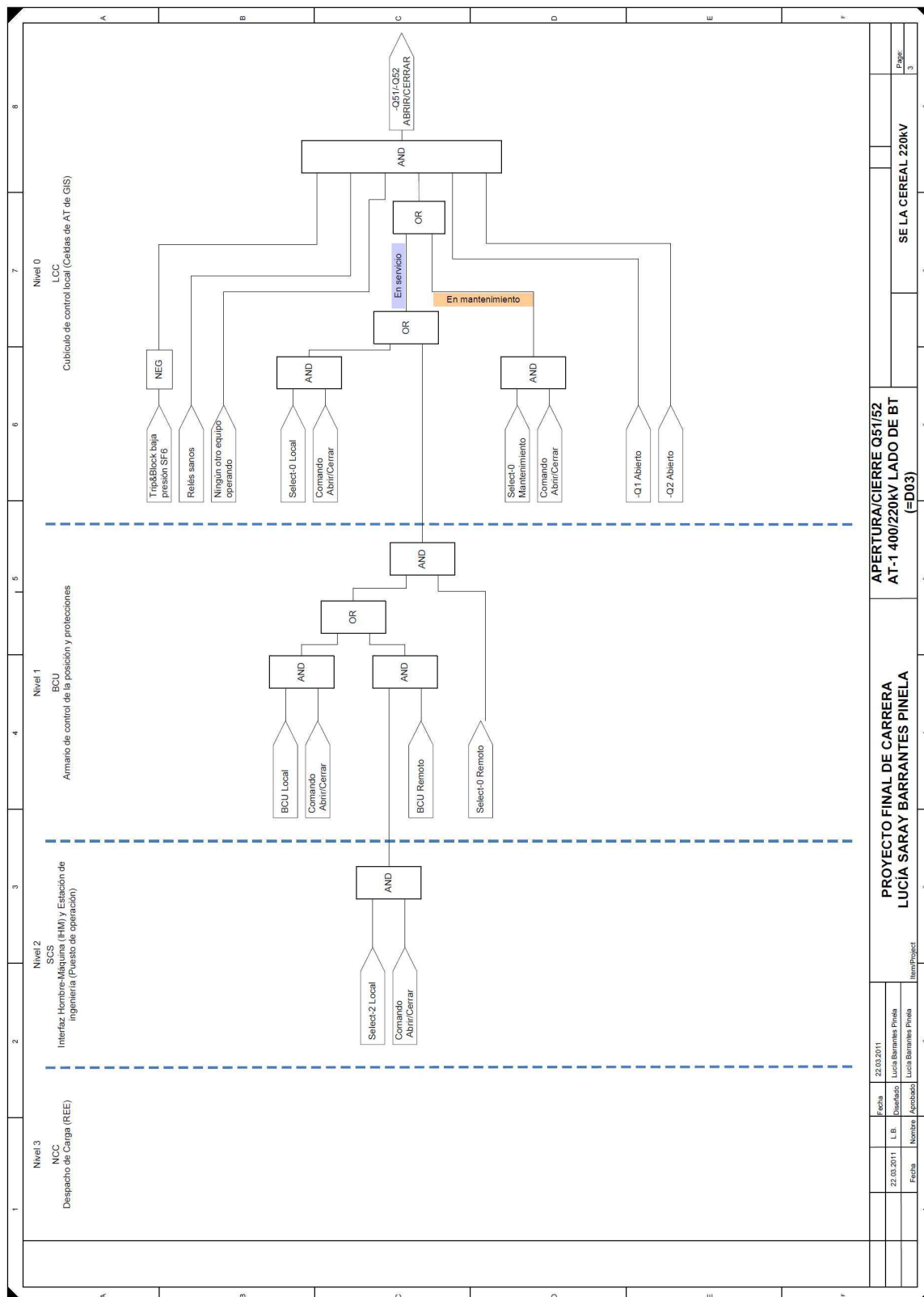


Figura 17. Enclavamientos apertura/cierre seccionadores Q51/52, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión.

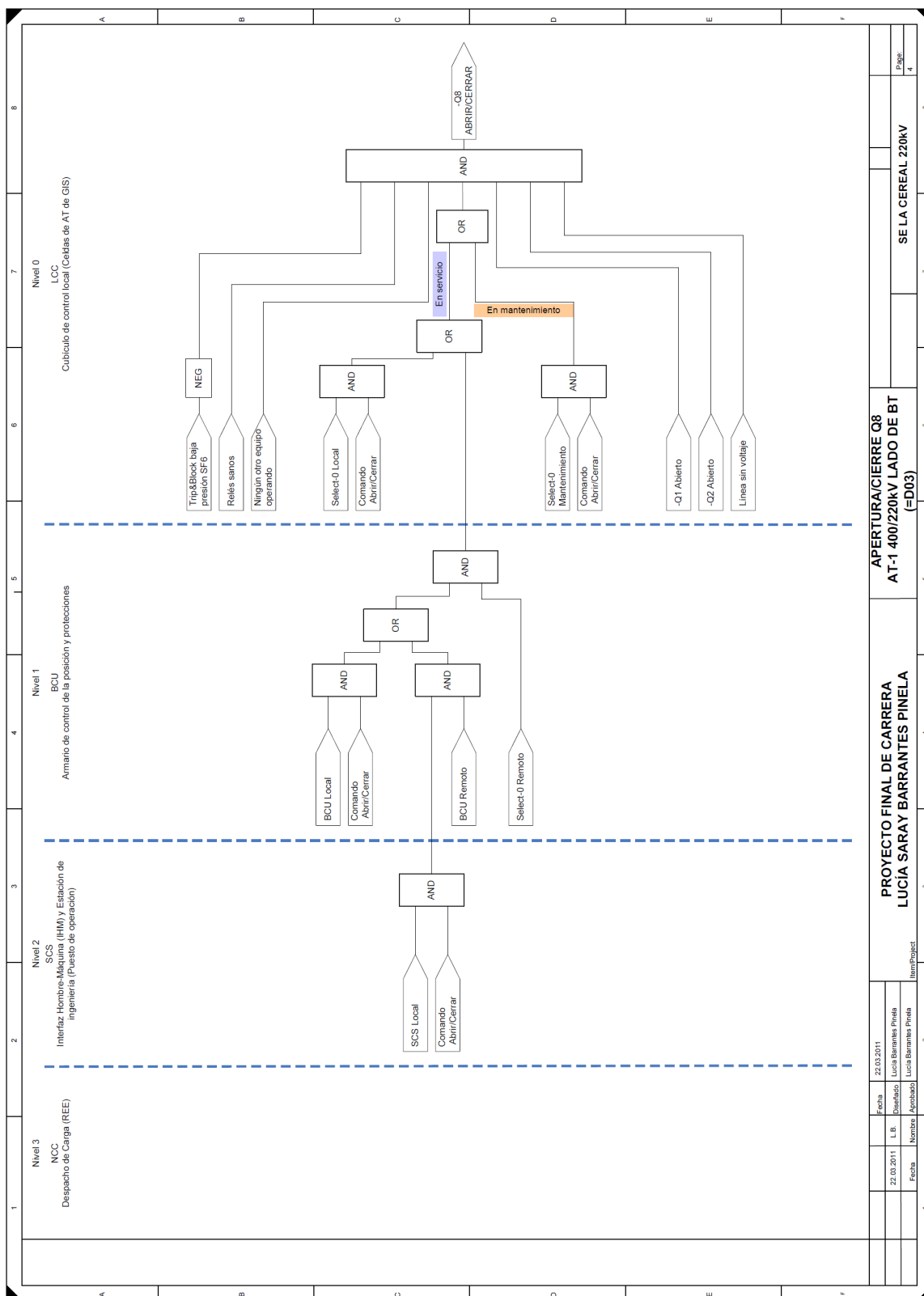


Figura 18. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q8, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión.

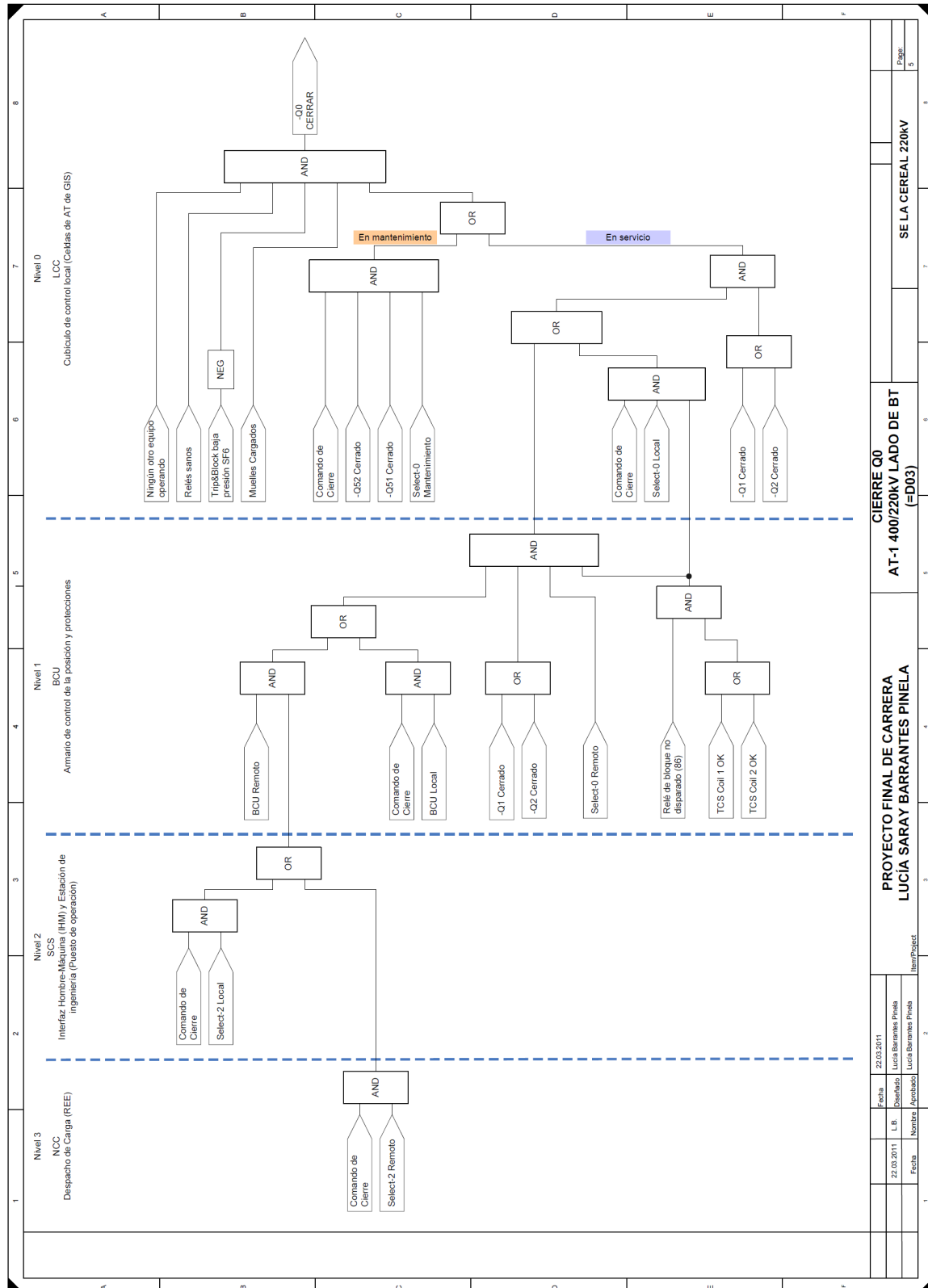


Figura 19. Enclavamientos del cierre del interruptor Q0, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión.

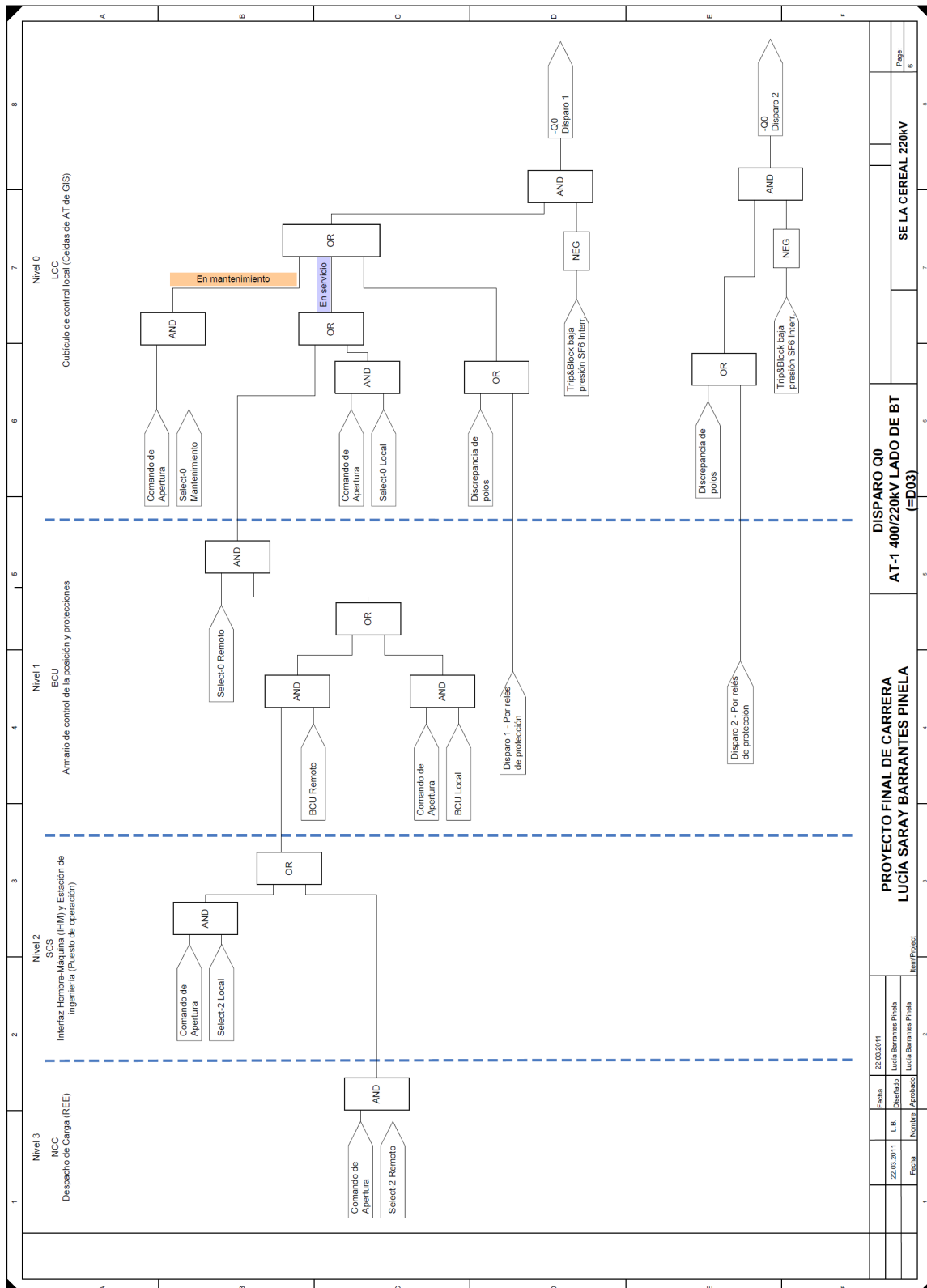


Figura 20. Enclavamientos del disparo del interruptor Q0, posición de Autotransformador 400/220kV lado de baja tensión.

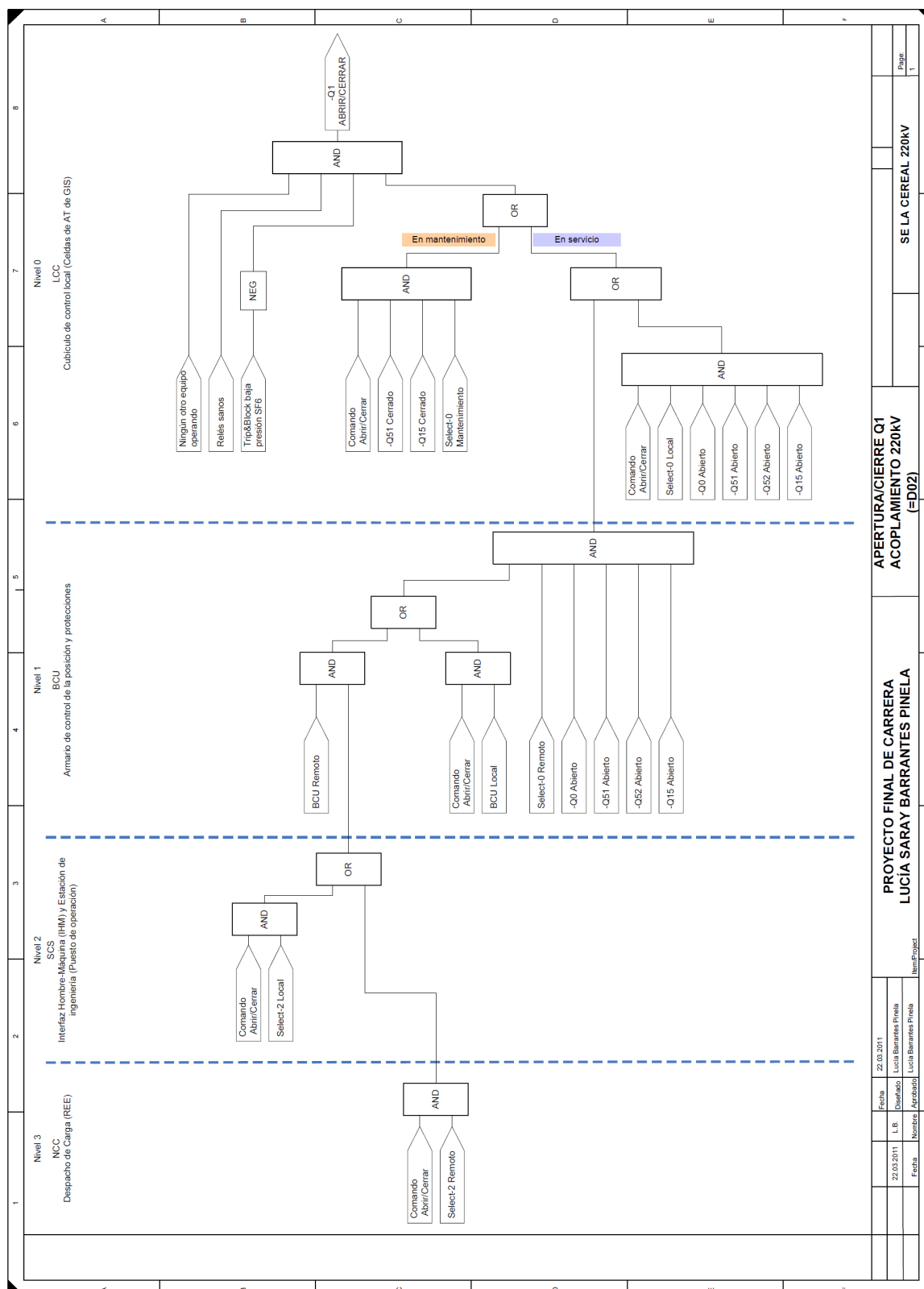


Figura 21. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q1, posición de Acoplamiento de Barras 220kV.

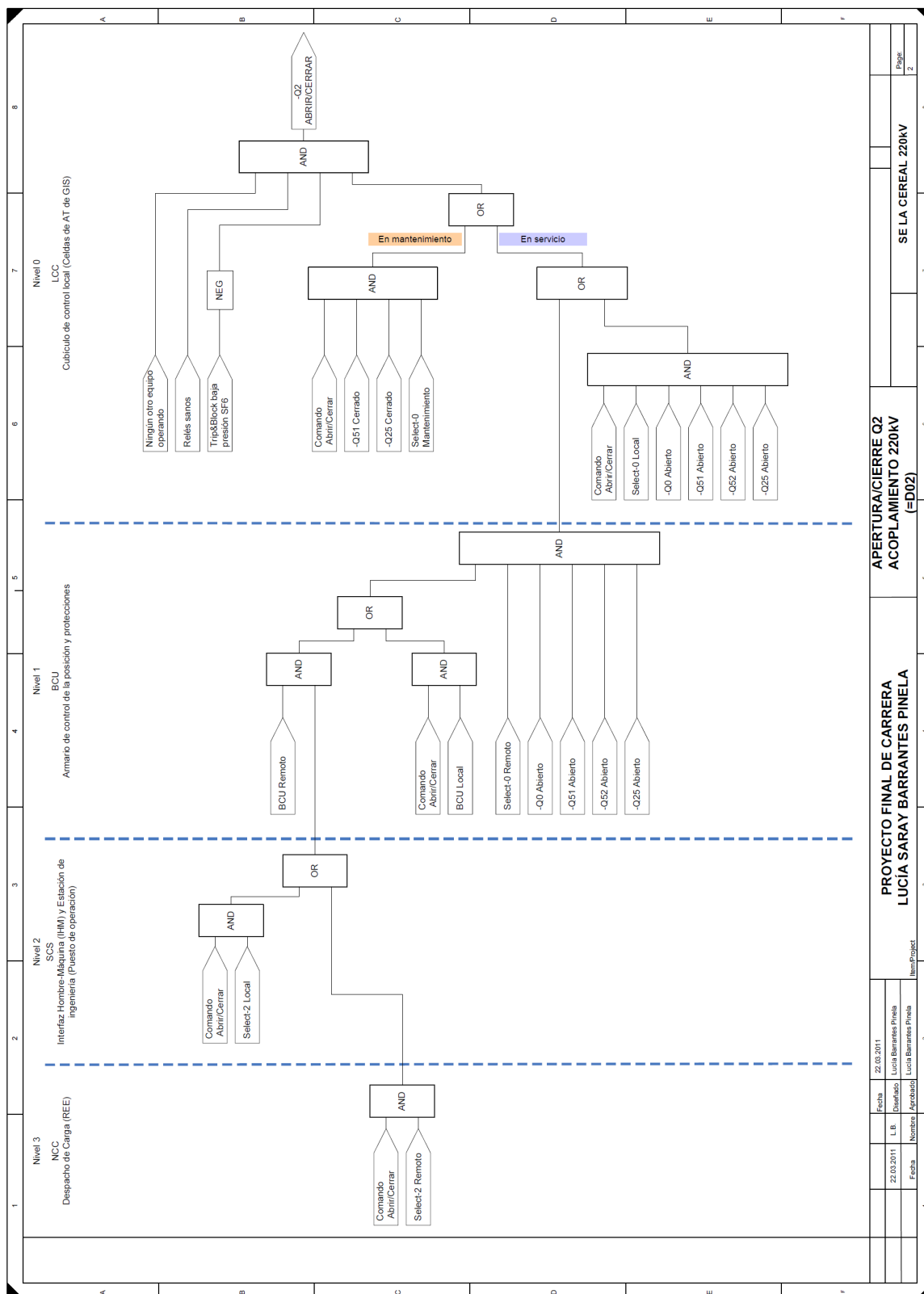


Figura 22. Enclavamientos apertura/cierre seccionador Q2, posición de Acoplamiento de Barras 220kV.

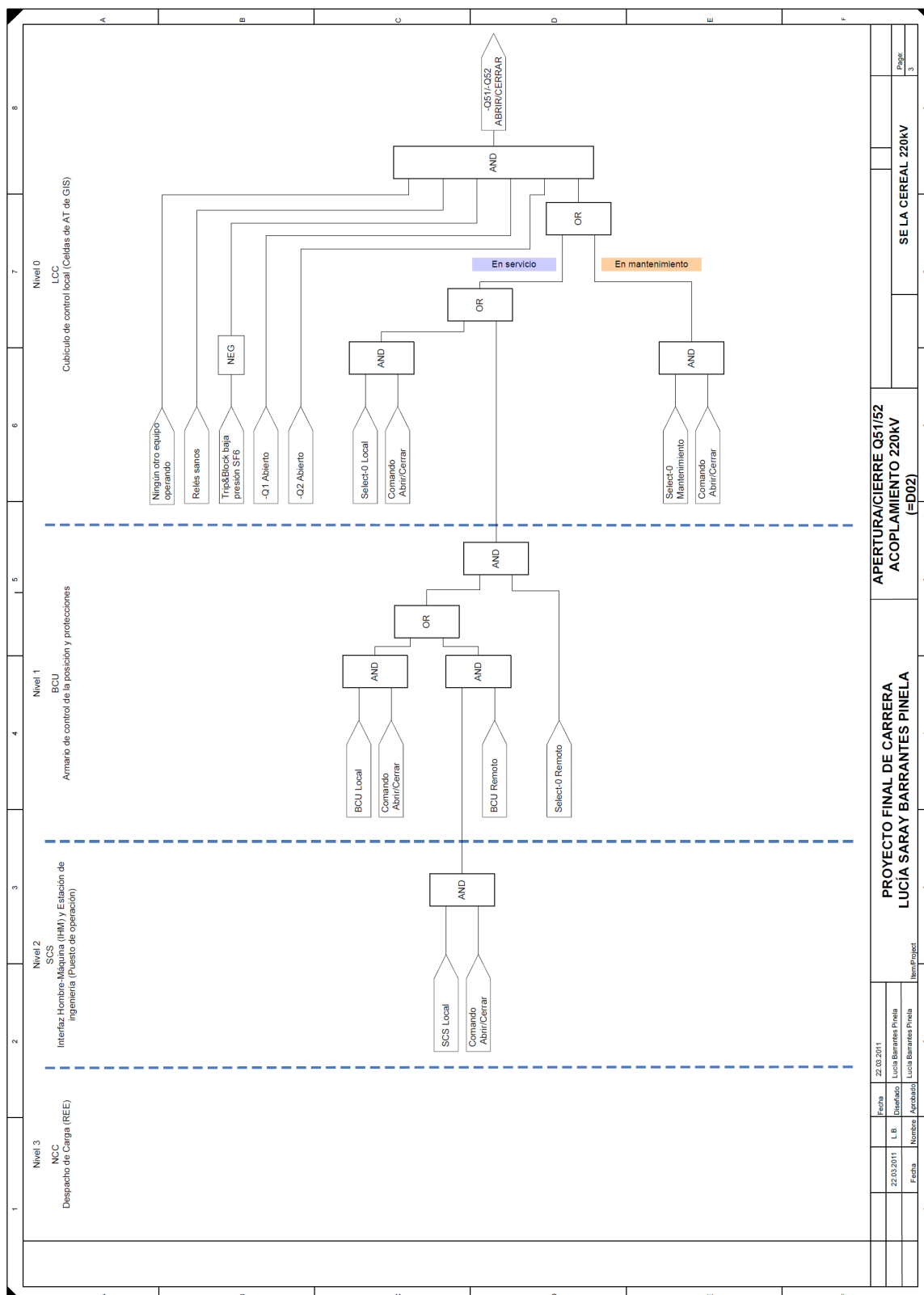


Figura 23. Enclavamientos apertura/cierre seccionadores Q51/52, posición de Acoplamiento de Barras 220kV.

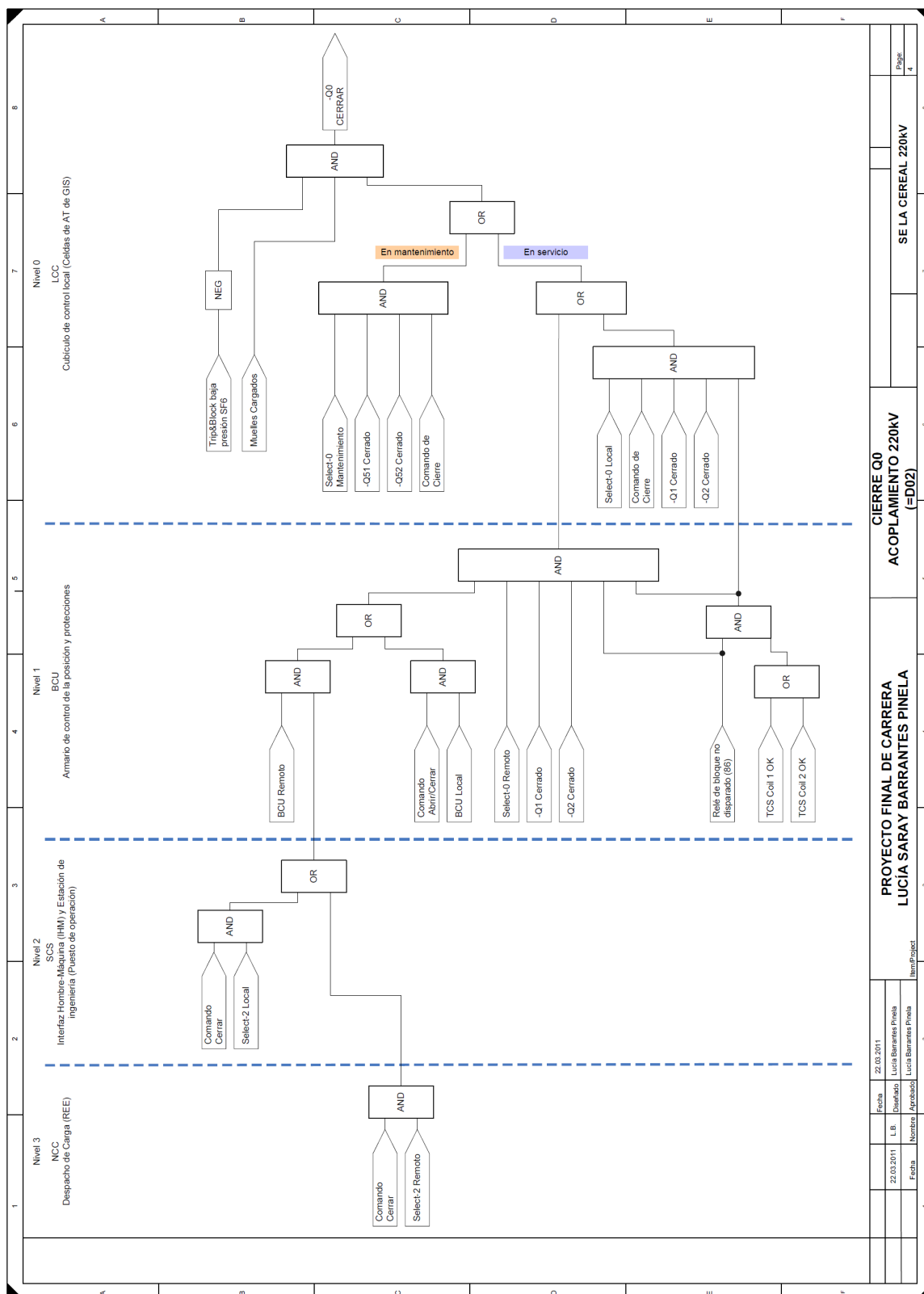


Figura 24. Enclavamientos del cierre del interruptor Q0, posición de Acoplamiento de Barras 220kV.

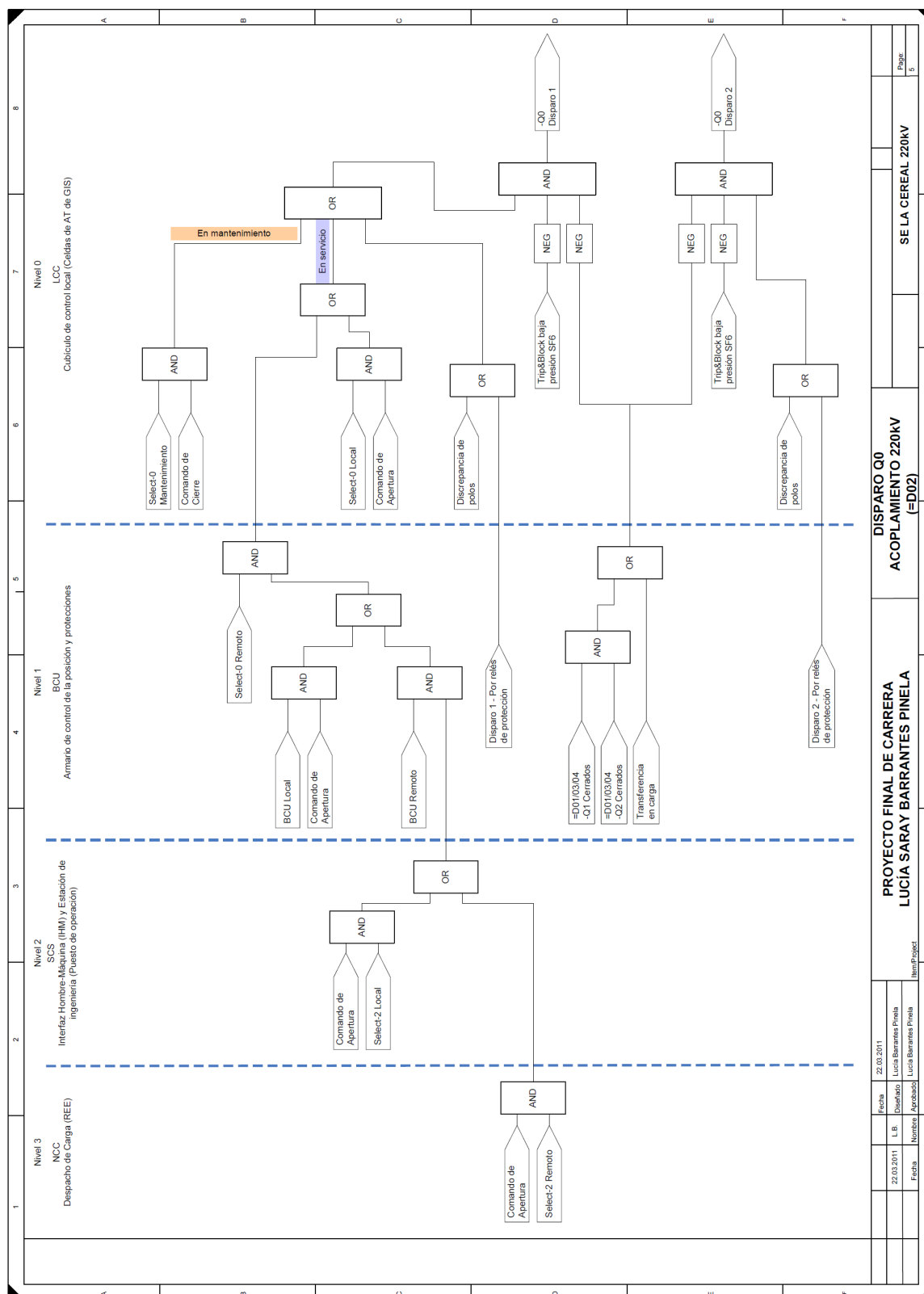


Figura 25. Enclavamientos del disparo del interruptor Q0, posición de Acoplamiento de Barras 220kV.

A continuación se va proceder a explicar primero alguna de las condiciones generales para todas las lógicas y a continuación los típicos que luego se repiten en el resto de equipos.

Están divididos en cuatro zonas según los niveles de control de la subestación estos niveles y el nivel de mando que dispone se explica en el tema cuatro. En todas los esquemas, excepto en el disparo de interruptor, aparecen las señales de “Ningún equipo operando” que quiere decir que no hay ningún seccionador en posición indefinida, “Relés sanos” que no estaría activa en caso de que una de las protecciones se encuentre operativa, por último “Trip&Bloq baja presión SF6”, esta condición aparece negada porque la maniobra del equipo se podrá llevar a cabo sólo si no hay bloqueo de los equipos por baja densidad de SF6.

Aparecen también las señales que indican las posiciones del selectores desconectado/local/remoto, uno de los selectores es el “Select-2” este es el del nivel del interfaz de usuario, esto quiere decir que si está en local tiene este nivel el mando y si está en remoto lo recibe el centro de control, el otro selector es el “Select-0” que está situado en el cubículo de control local, es decir en el nivel 0, si está en local tiene este mismo nivel el control y si se encuentra en remoto lo tiene el nivel 1. A su vez este nivel 1 tiene también un selector pero está integrado en la BCU (*Bay Control Unit*), para repartir el control entre este nivel o el siguiente. Aun así como ya se ha mencionado antes en capítulos posteriores se explica con más detalles tanto las señales como lo que es una BCU.

Se definen ahora algunos de los esquemas de las figuras anteriores, el primero es el de los seccionadores de barras (Q01 y Q02), como ya se ha explicado anteriormente el interruptor (Q0) debe de estar en su posición de abierto antes de realizar cualquier maniobra con los seccionadores, en esta posición deben de encontrarse también los seccionadores de puesta a tierra de la instalación, tanto los de la propia posición (Q51, Q52 y Q8) como el de la barra correspondiente (Q15/25). Al tratarse de doble barra existen dos seccionadores de barras, como el principio dice que debe estar totalmente aislado, el



seccionador contrario al que vamos a maniobrar (Q1/2) debe de encontrarse y también abierto (Q2/1).

Esto es cierto siempre y cuando no se esté llevando a cabo la transferencia de las cargas de una barra a otra, en tal caso el principio que se sigue es que debe ser todo el mismo punto eléctrico, así que estarán cerrados el otro seccionador de barras (Q2/1), los seccionadores de barras de la posición de acoplamiento (D02 Q01 y Q02) y el interruptor (D02 Q0). Al unir estas condiciones con las del mando de control y las que se explicaron al principio, se obtiene los esquemas de enclavamientos.

El resto de seccionadores son muy parecidos, uno de los grandes cambios es que no tienen la segunda opción, que sea todo el mismo punto eléctrico, porque no tienen que hacer una lógica de selección de barras, este es el caso del seccionador de línea (Q9).

En los seccionadores de puesta a tierra de la línea (Q51, Q52 y Q8) deben de encontrarse abiertos los seccionadores de barras (Q1 y Q2) y línea (Q9) de la posición, no se añade la posición de abierto del interruptor porque si los seccionadores anteriores están abiertos el interruptor también debe de estarlo.

Las condiciones para la maniobra del interruptor (Q0), son muy semejantes pero aplicadas al interruptor, en este caso deben de estar los seccionadores cerrados, uno de barras (Q01/02) y el de línea de (Q9). Además aparecen algunas condiciones nuevas que son “Muelles cargados”, quiere decir que no puedo cerrar al interruptor antes de saber que se va a poder abrir, “TCS 1/2 OK” (TCS, *Trip Circuit Supervision*) quiere decir que no hay fallos en los circuitos de disparo y por último “Relé de bloqueo no disparado”, este relé bloquea el interruptor después de un disparo para que no se vuelva a cerrar sin localizar y extinguir la falta.

Por último la lógica de enclavamientos del disparo del interruptor (Q0) es muy simple, lo más destacado es como refleja que consta de dos bobinas de disparo, en el esquema están representadas como “Disparo 1 y 2”.



El interruptor es monopoloar pero en los esquemas no están representados los tres polos, simplemente habría que triplicar los diagramas de comando de apertura y cierre del interruptor y de disparo del interruptor por tres. Debido a esta característica en el esquema de disparo aparece otra condición que es “Discrepancia de polos” quiere decir que los polos del interruptor no se encuentran en la misma posición.

Como ya se ha mencionado en capítulos posteriores se explican las señales que aportan los equipos al sistema de protección y control, cómo estas se cablean y llegan hasta los relés y por tanto es posible implementar estas lógicas en los equipos.



Capítulo 3

EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

Las maniobras de interrupción, seccionamiento o aislamiento de circuitos en alta tensión se deben realizar mediante distintos tipos de equipos adecuados a la operación que se desee llevar a cabo. Estas operaciones son fundamentales en el funcionamiento de una subestación, por eso es necesario que cumplan con una serie de características de operación tanto en condiciones normales de servicio como en situaciones anómalas de la red, como pueden ser sobrecargas o cortocircuitos.

Dentro del equipamiento eléctrico se puede distinguir aparamenta eléctrica, que son un conjunto de dispositivos que se emplean para la conexión y desconexión de circuitos eléctricos, y como protección de los mismos, estos principalmente son los interruptores, seccionadores, transformadores de medida y protección. Prácticamente, sólo los descargadores de sobretensión (pararrayos) y transformadores de potencia no se definen como aparamenta.

Para realizar un diseño adecuado del sistema de protección y control de la subestación es necesario conocer cada uno de los equipos eléctricos instalados en la subestación, sus características y su función dentro del sistema eléctrico además de conocer cada una de las señales que estos equipos aportan a dicho sistema.

A continuación se describirán las características generales de la aparamenta eléctrica, así como cada uno de los equipos eléctricos que se instalarán en la SE La Cereal, haciendo énfasis en las señales que cada equipo aporta al sistema de protección y control de la subestación.



1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA APARAMENTA

Las características generales de la aparamenta de alta tensión son los parámetros que determinan las condiciones de funcionamiento, tanto en situaciones normales como anormales. Hay una serie de valores asignados que son comunes a cualquier tipo de aparamenta dentro de la subestación.

1.1. Tensión nominal o tensión más elevada

Debe ser igual o mayor que la tensión más elevada de la red para la que está prevista la aparamenta. El valor de la tensión más elevada de la red es el valor de la tensión entre fases, que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación. Este valor no tiene en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo, maniobras en la red), ni las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (por ejemplo averías o desconexiones bruscas de cargas importantes).

1.2. Corriente asignada en servicio continuo

Es la corriente que el aparato puede soportar permanentemente en condiciones normales de servicio a una temperatura ambiente de 40 °C. Existen una serie de valores de corriente nominal normalizados con el fin de unificar los aparatos de distintos fabricantes.

1.3. Nivel de aislamiento

Representa la aptitud del aparato para soportar las sobretensiones que se pueden producir en el sistema en condiciones anormales. Estas sobretensiones quedan definidas por los tres tipos siguientes:

- Sobretensión a frecuencia industrial: son producidas por rechazos de carga al desconectar de la red grupos de generación.
- Sobretensión de impulso tipo rayo: son ondas de sobretensión debidas al impacto de rayos sobre las líneas eléctricas aéreas.

- Sobretensión de impulso tipo maniobra: son ondas de sobretensión debidas a maniobras de apertura de circuitos.

2. INTERRUPTOR

Las funciones del interruptor son las de energizar o desenergizar una parte de un sistema de potencia eléctrico bajo condiciones normales de trabajo sin una excesiva elevación de la temperatura además de tener la capacidad de interrumpir las corrientes de falta de una forma segura resistiendo la fuerza magnética que éstas producen. El interruptor conforma uno de los elementos más importantes de la subestación y su comportamiento determina el nivel de fiabilidad que puede tener el sistema eléctrico de potencia.

En la siguiente figura se puede observar un interruptor de una subestación GIS.

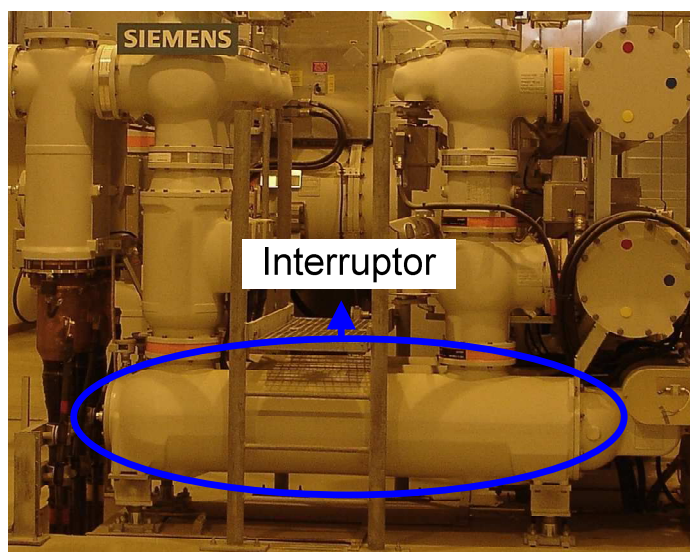


Figura 26. Interruptor de una subestación tipo GIS.

Los interruptores están formados principalmente por un par de contactos que se separan para interrumpir la circulación de intensidad. En el momento de la separación, la intensidad continúa fluyendo entre los dos contactos, formándose un arco entre ellos que se extingue en el momento en que la intensidad alterna pasa por cero. A partir de ese momento aparece una tensión entre los contactos que crece rápidamente. Esta tensión recibe el nombre de



tensión de restablecimiento y es la diferencia que existe entre los dos circuitos que acaban de separarse. Si la tensión crece lo suficiente como para vencer la resistencia del medio existente entre los contactos del interruptor, el arco vuelve a formarse fluyendo de nuevo una intensidad, mientras que la tensión de restablecimiento decrece hasta anularse. Cuando se produce esta reaparición del arco se denomina recebado y significa que la apertura no ha sido satisfactoria.

Por lo tanto un interruptor funcionará correctamente si es capaz de extinguir el arco y soportar la tensión de restablecimiento de forma que no haya recebado.

Una de las características principales del interruptor es el medio que utiliza para la extinción del arco, de acuerdo a la cámara extintora se pueden diferenciar los siguientes tipos:

- Interruptores de intemperie (aire).
- Interruptores de aceite.
- Interruptores de gas SF₆ (hexafluoruro de azufre).
- Interruptores de vacío.

Últimamente los más utilizados son los interruptores de gas SF₆, se debe a las excelentes propiedades dieléctricas que tienen.

Por su influencia en el volumen de entradas / salidas del sistema de protección y control, se distingue entre interruptores tripolares y monopolares. El interruptor tripolar abre y cierra simultáneamente las tres fases del sistema eléctrico trifásico. Por el contrario, el interruptor monopolar solo maniobra una fase; cada posición requiere por tanto, tres interruptores monopolares.

Los interruptores monopolares se utilizan en las líneas de alta tensión (AT) y muy alta tensión (MAT) ya que permiten el reenganche monofásico que sigue al disparo monofásico producido por una falta fase-tierra. Por el desequilibrio que origina en las magnitudes eléctricas, el disparo monofásico solo puede darse cuando se tiene la garantía de un reenganche con éxito en un breve

espacio de tiempo. En las demás posiciones, transformadores y acoplamiento no hay reenganche, siendo válido un interruptor tripolar. Sin embargo buscando la unificación, de los equipos de alta tensión, se instalan también interruptores monopolares cuya maniobra debe ser siempre tripolar.

A continuación se explican los circuitos de los interruptores relacionados con el sistema de protección y control:

- Calefacción, iluminación y toma.
- Alimentación del motor y muelles tensados.
- Alarma y bloqueo por baja densidad de SF6.
- Selector desconectado/ local/ remoto.
- Circuito de cierre.
- Circuito de apertura y disparo.
- Supervisión de la bobina y disparo.

Estos circuitos están ubicados en distintos emplazamientos dependiendo del tipo de subestación, si es una subestación a la intemperie el interruptor cuenta con un armario de reagrupamiento donde se cablean dichos circuitos y se disponen las bornas de interconexión con el sistema de protección y control (P&C). Este armario puede estar en el patio junto al propio interruptor o en el edificio, en una habitación para este fin. En celdas de MT, los circuitos se localizan en los armarios de BT que se sitúan justo encima del interruptor. Por último si se trata de una subestación GIS se hallan en el armario de control local (*LCC, Local Cubicle Control*), en estos armarios se encuentran todos los circuitos relacionados con el control de todos los equipos de la posición enfrente de la cual se encuentran situados, además de los accionamientos para operar dichos equipos de forma local.

Desde estos armarios las alarmas están preparadas para ser cableadas hasta el sistema de protección y control. Estos circuitos se alimentan con corriente alterna, normalmente trifásica, procedentes del cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna, que puede ser a 50 Hz, 380 / 220 Vca.



La distribución de esta alimentación auxiliar hasta los armarios de control local de los interruptores admite soluciones muy diversas, dependiendo del tipo de subestación. En cualquier caso se procurará repartir las cargas equilibradas en las tres fases.

2.1. Calefacción, iluminación y toma

Para evitar la condensación del agua en el armario de control local, se instala una calefacción controlada por un termostato. Es conveniente, además disponer de iluminación y toma de corriente. Para la protección de la calefacción, la iluminación y la toma se cuenta con uno o varios interruptores magnetotérmicos cuyos disparos deben ser captados por el sistema de P&C mediante contactos auxiliares normalmente cerrados conectados en paralelo.

Si la alimentación auxiliar del armario de control local cuenta a su vez con un interruptor magnetotérmico, su contacto auxiliar normalmente cerrado se añadirá al paralelo anterior. Se obtiene así una alarma que va al sistema de P&C por falta de alimentación en el circuito de calefacción, iluminación y toma.

2.2. Alimentación de Motor y Muelles Tensados

La energía necesaria para la apertura o el disparo del interruptor se acumula en unos muelles que son tensados por un motor que se alimenta de corriente continua, esta alimentación está asegurada por las baterías de la subestación.

Inmediatamente después de abrir el interruptor, el motor procede a tensar el muelle de apertura de nuevo. El cierre del interruptor se condiciona a que este muelle esté tensado, para que en el caso de que haya un disparo no exista ningún problema en la apertura.

El armario de control local contará con un interruptor magnetotérmico para protección del motor. El sistema de P&C debe captar mediante un contacto auxiliar normalmente abierto que este interruptor magnetotérmico está cerrado,

permitiendo la alimentación del motor. Si la alimentación auxiliar del armario de control local cuenta a su vez con un interruptor magnetotérmico, su contacto auxiliar normalmente abierto se conectará en serie con el anterior. La señal “Alimentación motor interruptor” debe ser captada por el sistema de P&C.

En el momento que, por acción del motor, el muelle queda tensado, actúa sobre un final de carrera cuyas contactos van a proporcionar al sistema de P&C la información “muelle tensado”, esta es una de las condiciones que por lógica digital deben cumplirse para permitir el cierre del interruptor.

En las subestaciones tipo GIS estas señales además de ser llevadas al sistema de P&C, el propio armario de control local tiene un panel en el que se reflejan. Existen sistemas de P&C en los que se agrupan las señales de “alimentación motor interruptor” y “muelle tensado” en una sola. Se obtiene conectando en serie los contactos auxiliares normalmente abiertos que proporcionan dichas señales.

En las posiciones de línea con reenganche, la señal “muelle tensado” debe llegar, a la unidad de control de posición (*BCU, Bay Control Unit*) y al reenganchador automático (*AR, Automatic Reclose*), por lo que puede ser necesario incluir un relé auxiliar multiplicador de contactos. Para el reenganchador automático, la señal “muelle tensado” es la indicación de que el interruptor está preparado para el cierre, una vez que ha transcurrido el tiempo que la línea se deja sin tensión después del disparo.

La unidad de control de posición realiza dos operaciones con esta información:

- Permiso de cierre del interruptor, ya que “muelle tensado” es una de las condiciones que por lógica digital son necesarias para esta actuación.
- Genera la alarma “muelle destensado” cuando estando el motor alimentado el muelle no queda tensado en un tiempo dado. Un valor típico es 5 segundos.

Las funciones citadas requieren la correspondiente parametrización en la unidad de control de posición de las lógicas digitales.



2.3. Alarma y Bloqueo Por Baja Densidad de SF6

Actualmente se ha generalizado el uso del gas SF6 (Hexafluoruro de Azufre) en la cámara de los interruptores como medio más adecuado para extinguir el arco que se produce en su apertura.

La densidad del SF6 es controlada por un medidor de presión cuyos contactos actúan normalmente en función de dos niveles:

- Primer nivel: “Alarma por baja densidad de SF6”.
- Segundo nivel: “Bloqueo por baja densidad de SF6”.

El funcionamiento del detector de baja densidad de SF6 del interruptor depende del fabricante y del modelo, por tanto también la repercusión en las maniobra de cierre, apertura o disparo. En consecuencia es de vital importancia consultar al fabricante sobre el comportamiento del interruptor.

La solución más sencilla consiste en que el sistema de P&C capte las señales de alarma y bloqueo por baja densidad de SF6. La señal de “alarma por baja densidad de SF6” no restringe normalmente la maniobrabilidad, por lo que el sistema de P&C aplicará lo establecido para las alarmas. En el caso del bloqueo, los contactos normalmente cerrados de un relé activado por el medidor de presión interrumpen los circuitos de cierre y apertura o disparo. Alcanzada esta situación, no es posible maniobrar el interruptor ni en modo local ni en modo remoto desde el sistema de P&C.

Existen interruptores en los que antes de alcanzarse los valores de bloqueo por baja densidad de SF6 se genera automáticamente su disparo, en este caso el sistema de P&C debe captar la señal “disparo por baja densidad de SF6”.

2.4. Selector Desconectado/ Local / Remoto

El armario de control local tiene un selector de modo de operación con tres posiciones; desconectado, local y remoto. Su finalidad es la siguiente:

- Con el selector en “desconectado/mantenimiento”, se podrán realizar con seguridad trabajos de mantenimiento o reparación.
- La posición “local” permite el mando a pie de interruptor.
- La posición “remoto” otorga el mando a la sala de control (HMI) o al sistema de P&C.

Es necesario que una vez terminados los trabajos o las maniobras a pie de interruptor el operador sitúe el selector en la posición “remoto”, en caso contrario los niveles de control superiores quedan inhabilitados para actuar sobre el interruptor. Por tanto, la posición del selector desconectado / local / remoto debe ser captada por el sistema de P&C mediante los contactos auxiliares dispuestos para tal fin.

En función del número de entradas binarias (*BI, Binary Inputs*) disponibles, existen las soluciones siguientes:

- Con tres BI: Se conectan las tres posiciones, cada una su BI.
- Con dos BI: Se conectan las posiciones “desconectado” y “local” en paralelo a una BI y “remoto” a la otra BI.
- Con una BI: Sólo se conecta la posición “remoto”, por negación lógica de esta señal se deduce que el selector está en desconectado o local.

Una de las condiciones que por lógica digital son necesarias para permitir el cierre del interruptor desde el sistema P&C o la sala de control es que el selector de modo de operación esté en la posición “remoto”. En las demás posiciones, “desconectado” y “local” el sistema de P&C dará la correspondiente alarma.

Con interruptores monopolares se tienen tres selectores de modo de operación, uno por cada fase. De acuerdo con lo indicado anteriormente, la conexión de los contactos auxiliares de los tres selectores deben proporcionar al sistema de P&C la información citada anteriormente, se hace agrupando el estado de los tres polos en dos señales complementarias:

- Posición “remoto” si los tres conectores están en esta posición.



- Posición “local” o “desconectado” si alguno de los selectores está en estas posiciones.

Cabe la posibilidad de que además de estos tres selectores, se disponga de una caja de centralización que incluya otro selector, disponiendo de cuatro selectores de operación en total. De la misma forma que se explicó en el párrafo anterior el sistema de P&C deberá recibir la posición “remoto”, “local” o “desconectado”.

2.5. Circuito de cierre

El objetivo del circuito de cierre del interruptor es la energización de su bobina de cierre para que cambie de estado, pasando de abierto a cerrado.

Dependiendo de su origen el comando de cierre puede ser:

- Cierre manual originado por el operador:
 - Local** (selector de operación en local), desde el armario de control local.
 - Remoto** (selector de operación en remoto), desde el equipo de control de la posición, el puesto de operación de la subestación (Sala de control), el despacho de carga de la compañía.
- Recierre o reenganche automático generado por la protección equipada con la función de reenganche automático (79). No está condicionado por la posición en la que se encuentra el selector de operación, si no que actúa directamente sobre la bobina de cierre.

Si el selector de operación está en posición desconectado queda interrumpido el circuito de cierre impidiendo la energización de la bobina y por tanto el cierre del interruptor.

El comando de recierre sólo se produce si estando el interruptor cerrado se produce un disparo al que sigue un ciclo de reenganche. Por lo tanto, en una posición en mantenimiento no puede generarse un comando de recierre.

El interruptor incorpora la función denominada “anti-pumping” que es una protección que consiste en:

- Se da orden manual de cierre del interruptor.
- El interruptor cierra.
- La orden de cierre no cesa, ya sea por que el operador la mantiene o porque se ha producido un fallo en el circuito de cierre.
- Se da la orden de apertura al interruptor o se produce un disparo de protecciones.
- La orden de cierre, todavía presente, no debe volver a cerrar el interruptor, evitando así una secuencia repetitiva de múltiples cierres y aperturas que dañarían al interruptor.
- Para volver a cerrar el interruptor es necesario, por tanto, que la orden de cierre cese después del primer cierre del interruptor y que llegue de nuevo para una segunda maniobra de cierre después de la apertura.

El circuito típico para la función “anti-pumping” consiste en un relé cuya bobina queda automantenida a través de un contacto normalmente abierto del propio relé conectado al punto de llegada de la orden de cierre. Contactos normalmente cerrados de este relé interrumpen el circuito de cierre cuando el relé “antipumping” está excitado.

2.6. Circuito de apertura y disparo

Los interruptores dependiendo del nivel de tensión y las exigencias del cliente pueden disponer de una o dos bobinas de apertura que permiten cambiar su estado de cerrado a abierto. Si se opta por dos bobinas, la primera bobina, por lo general, se utiliza para apertura y disparo, mientras que la segunda bobina sólo para disparo.

Dependiendo de su origen, el comando de apertura puede ser:

- Apertura manual generada por el operador, de la misma forma que se manda el cierre, que ya ha sido explicado en el apartado anterior.



- Disparo generado por las protecciones.

La apertura del interruptor está condicionada a la posición del selector de operación, de la misma forma que el cierre del mismo. Sin embargo el disparo no debe estar nunca condicionado por el selector desconectado / local / remoto, si no que actúa directamente sobre las bobinas de apertura.

De igual forma que se hace un reparto de los disparos y comandos de apertura entre las bobinas de disparo, se hace un reparto de las cargas de corriente continua en los dos grupos de baterías independientes. Uno suministra a las protecciones principales y primera bobina y el otro a las protecciones de respaldo y segunda bobina. Estas redundancias son sistemas de seguridad opcionales, no todas las subestaciones cuentan con ello, sobretodo se monta en las de alta y muy alta tensión.

2.7. Supervisión de la bobina de disparo

Tanto el circuito de disparo por primera bobina como el de segunda bobina son de gran importancia en el sistema de protección al ser los ejecutores del comando de disparo generado por las protecciones. La supervisión de los circuitos de disparo aporta una gran fiabilidad al sistema de protección.

La señal “circuito de disparo sano” debe de llegar al sistema de control ya que es una de las condiciones necesarias para que tenga lugar el cierre del interruptor, ya que de lo contrario una vez cerrado no se podría volver a abrir. En la tabla siguiente se indica el ámbito de aplicación de la función de supervisión de los circuitos de disparo.

NIVEL DE TENSION	TIPO DE INTERRUPTOR	Nº DE BOBINAS	Nº CIRCUITOS DE DISPARO SUPERVISADOS
MAT	Monopolar	2	6
AT	Monopolar	2	2
MT Crítica	Tripolar	2	2 (1)
MT Normal	Tripolar	1	1 (sin supervisión)

Tabla 2. Número de bobinas de disparo en interruptores de potencia en función del nivel de tensión.

El principio de operación de la supervisión del circuito de disparo es el siguiente:

- El aparato encargado de esta supervisión inyecta en el circuito de disparo una pequeña intensidad (valor típico de 10 a 20 mA) que circula por la bobina de disparo del interruptor sin ser capaz de energizarla. En estas condiciones, el circuito de disparo tiene continuidad y por tanto, esta correcto.
- Si por rotura del cable, pérdida de continuidad de la bobina de disparo, fallo de conexiones en bornas, etc, se interrumpe el circuito de disparo, la intensidad inyectada deja de circular, y tras una temporización (1 a 5 minutos) que aporta la seguridad necesaria, el aparato que realiza esta función indica el correspondiente fallo en la supervisión del circuito de disparo.
- La supervisión del circuito de disparo ha de ser realizado tanto con interruptor cerrado como con interruptor abierto. Se utiliza para esto contactos auxiliares del interruptor.

El esquema aplicado para la supervisión del circuito de disparo para un interruptor monopolar con el relé de protección Siemens 7PA30 es el que se muestra en la siguiente figura.

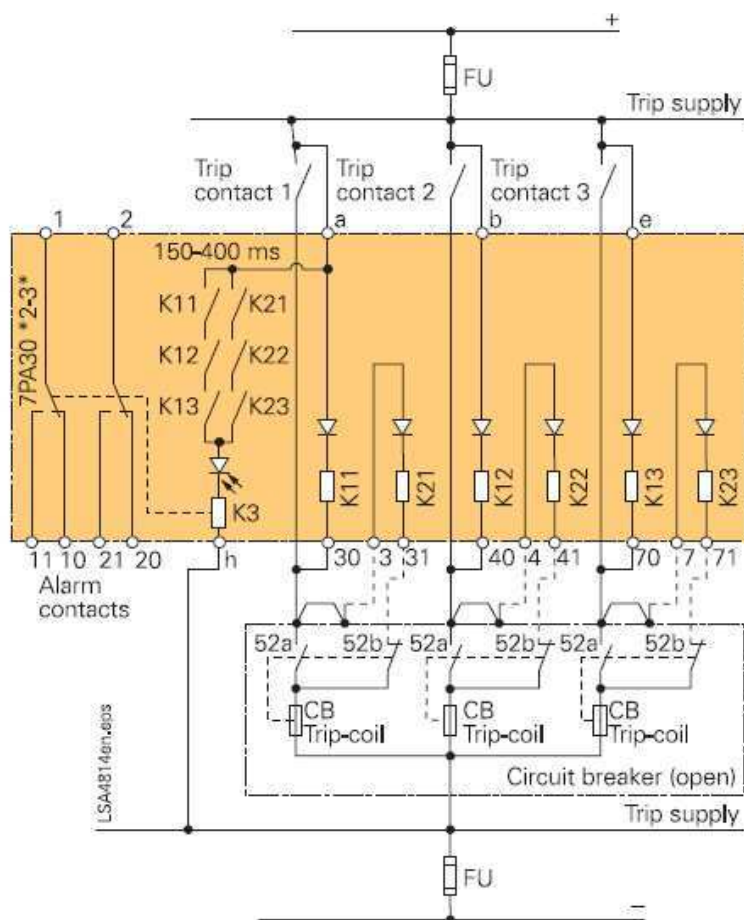


Figura 27. Supervisión de la bobina de disparo de un interruptor monopolar.

La filosofía en caso de fallo de la supervisión de la bobina de disparo difiere en función de la disponibilidad que tiene cada empresa eléctrica en cuanto a mantener el servicio de energía eléctrica.

Para la supervisión del circuito de disparo se pueden utilizar aparatos independientes que realizan esta función o entradas binarias de las protecciones.

3. SECCIONADOR

Este equipo es utilizado dentro de la subestación para aislar los diferentes elementos que componen la instalación. Los seccionadores, permiten efectuar formas variadas de conexión entre las líneas y las barras, dando al esquema de la subestación una característica muy importante, la flexibilidad. En la figura 28 se pueden observar resaltados dos seccionadores de barras y uno de línea de una subestación GIS.

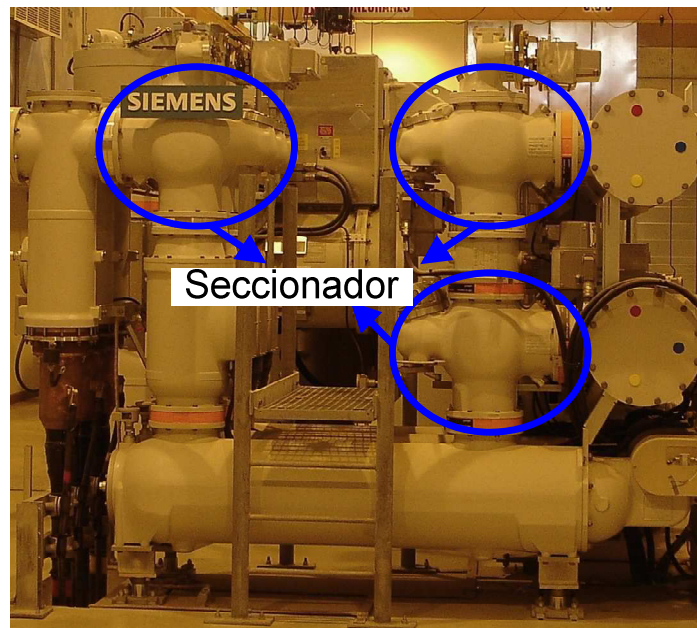


Figura 28. Dos seccionadores de barras y uno de línea de una subestación GIS.

La característica más importante que distingue los seccionadores de los interruptores es que los seccionadores deben maniobrarse sin carga. Además no se requiere que su velocidad de operación sea muy alta.

La forma constructiva de los seccionadores es muy variada. Depende sobre todo de la tensión nominal de la instalación y en menor grado de la corriente nominal y del espacio disponible.

Desde el punto de vista del sistema de protección y control se distingue entre seccionadores de accionamiento motorizado y manual. Con seccionadores manuales, las maniobras se hacen mediante manivelas o palancas a pie de



equipo en las subestaciones de intemperie o delante de la celda en celdas de Media Tensión. Los seccionadores con accionamiento motorizado pueden maniobrase mediante circuitos eléctricos de control. Son los utilizados en las GIS, pero también se pueden utilizar en los otros tipos de subestaciones.

A continuación se explican los circuitos de los seccionadores relacionados con el sistema de protección y control:

- Calefacción, iluminación y toma
- Alimentación del motor
- Selector desconectado/ local/remoto
- Bobina de permiso
- Circuito de mando

3.1. Calefacción, iluminación y toma

En las subestaciones tipo GIS, el armario de control local es común para todos los elementos de una posición, por lo que estos circuitos son comunes con los del interruptor.

De la misma forma comparten la alimentación auxiliar del resto de los circuitos, y por tanto también la alarma correspondiente a “fallo de alimentación ca”.

3.2. Alimentación Motor

El accionamiento motorizado de los seccionadores se compone de un motor con doble sentido de giro y de un circuito de control. Los motores de los seccionadores se alimentan de corriente continua como los de los interruptores.

El sistema de P&C debe captar mediante un contacto auxiliar normalmente abierto que el interruptor magnetotérmico está cerrado alimentando el motor. Si el armario de control local cuenta con un interruptor magnetotérmico, su contacto auxiliar normalmente abierto se conectará en serie con el anterior. Se obtiene así en el sistema de P&C la señal “alimentación motor seccionador”.

En las subestaciones GIS como La Cereal, es común conectar en paralelo los contactos auxiliares normalmente cerrados de los interruptores magnetotérmicos implicados en la alimentación de los motores de los seccionadores. Se obtiene así, en el sistema de P&C, la alarma colectiva “fallo alimentación motores seccionadores”.

Es necesario que el sistema de P&C reciba el aviso “posición indefinida seccionador” en el caso de que por fallo mecánico el accionamiento motorizado no consiga completar la maniobra de cierre o apertura. Es condición necesaria que los seccionadores de la posición no se encuentren en posición de indefinida para el cierre del interruptor.

3.3. Selector Desconectado/ Local / Remoto

En las subestaciones GIS al tener un solo armario de control local por cada posición, cada armario consta de un selector de operación que controla todos los equipos de esa posición. Cuando se encuentre en la posición local todos los dispositivos de esa posición se podrán maniobrar desde el armario de control local e igual con el resto de posiciones.

Para las subestaciones en las que cada equipo tiene su selector de posición su filosofía es la misma que la de los interruptores. El sistema de P&C debe captar la posición del selector. El cableado se hace en función del número de entradas binarias de las que se disponga.

3.4. Bobina de permiso

La bobina de permiso bloquea el accionamiento del seccionador mientras está des-excitada. Sirve para organizar enclavamientos eléctricos entre seccionadores de posiciones diferentes.



3.5. Circuito de mando

El circuito de accionamiento del seccionador se compone esencialmente de dos contactos:

- El contacto de cierre hace girar el motor del seccionador hasta que este alcance la posición de cerrado.
- El contacto de apertura hace girar el motor del seccionador en sentido contrario hasta que este vuelva a la posición de abierto.

Recibido el comando abrir o cerrar, en forma de pulso, el accionamiento del seccionador trabaja hasta completar la maniobra de cierre o apertura solicitada.

En la siguiente figura se muestra un cubículo de control local de una posición de una subestación GIS donde se aprecian el selector de operación desconectado / local / remoto, los selectores que permiten accionar los equipos de la posición cuando se encuentra en mando local y sus enclavamientos mecánicos, un amperímetro, un voltímetro y el contador de maniobras del interruptor.



Figura 29. Armario de control local de posición de línea de una subestación GIS.

4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los transformadores son máquinas que transmiten la energía eléctrica, mediante un campo magnético, desde un sistema con una tensión determinada a otro sistema con la tensión deseada, a la misma frecuencia. La construcción de los transformadores varía mucho, dependiendo de sus aplicaciones, voltaje del devanado, capacidad de corriente y frecuencia de operación.

En la práctica suelen utilizarse autotransformadores, que normalmente tienen las mismas funciones que un transformador, sólo difiere en su parte constructiva ya que los devanados del autotransformador están conectados en serie, es decir que el devanado primario y secundario están acoplados tanto

eléctrica como magnéticamente, mientras que los de un transformador están separados, cuyos devanados están acoplados magnéticamente a través del flujo mutuo en el núcleo.

Generalmente un transformador sumergido en aceite está constituido por cuatro partes, que son el tanque de expansión, los aisladores, los disipadores de calor o los radiadores y la cuba, dentro de la cual se encuentra el conjunto formado para núcleo y bobinas. En la figura 30 se muestra un transformador de potencia y se pueden distinguir las diferentes partes antes mencionadas.



Figura 30. Transformador de potencia.

El sistema de P&C debe de controlar todos los equipos auxiliares asociados al aceite ya que este lleva a cabo dos funciones vitales en el transformador, aislar y refrigerar.

El volumen de entradas / salidas que debe tener el sistema de protección y control de la subestación se ve influenciado por el nivel de tensión y la potencia del transformador, también si existe cambiador de tomas se requiere un mayor número de entradas / salidas y un equipo regulador.

Todos los aparatos y sistemas asociados al transformador que operan con alimentación auxiliar en baja tensión se definen como equipamiento secundario, son los siguientes:

- Protecciones propias del transformador.
- Alimentación auxiliar.
- Refrigeración.
- Control del cambiador de tomas.

Estos equipos son montados por el fabricante del transformador y cableados a un armario terminal de conexiones (*CTC, Connection Terminal Cubicle*). Aunque el cambiador de tomas en carga posee su propio armario de control, es habitual que ya en fábrica sea cableado al armario terminal de conexiones, quedando así centralizado todo el equipamiento secundario del transformador.

Tanto el armario terminal de conexiones como el armario del cambiador de tomas (*TCC, Tap Changer Cubicle*), requieren sus propios circuitos eléctricos para:

- Resistencia de caldeo, controlada por termostato, que evita la condensación del agua.
- Ventilador de refrigeración con termostato, dependiendo de la disipación de calor de los equipos instalados.
- Iluminación condicionada a la apertura de la puerta.
- Toma de corriente.

Estos circuitos de corriente alterna monofásica están protegidos por su interruptor magnetotérmico cuyo disparo debe generar la correspondiente alarma en el sistema de P&C. La importancia de esta alarma viene dada por las consecuencias que pudiera tener la falta de caldeo o de refrigeración.



Contactos auxiliares del interruptor magnetotérmico permiten al sistema de P&C detectar su disparo.

Si se opta por la agrupación de alarmas afines, se preferirán contactos auxiliares normalmente cerrados que permitan conectar en paralelo las de ambos armarios del transformador. Si la alimentación auxiliar del armario terminal de conexiones y del armario del cambiador de tomas cuenta a su vez con un interruptor magnetotérmico, su contacto auxiliar normalmente cerrado se añadirá al paralelo anterior.

Se obtiene así en el sistema de P&C una alarma por falta de alimentación en el circuito de calefacción, refrigeración, iluminación y toma en los armarios del transformador.

4.1. Protecciones propias del transformador

También denominadas protecciones mecánicas del transformador, estos aparatos se instalan para detectar anomalías y defectos internos, para fallos externos al transformador o por efectos eléctricos como cortocircuitos o sobrecargas se utilizarán protecciones diferenciales las cuales se explican en el capítulo de protecciones.

A continuación se exponen las protecciones propias de transformador más utilizadas:

- **Relé de Buchholz (63):** detecta faltas internas del transformador como fugas de aceite o acumulación de gases, en consecuencia provoca una alarma que sólo produce un aviso en el sistema de P&C o un disparo que por medio de un relé de disparo y bloqueo manda abrir los interruptores que aíslan el transformador.
- **Válvula de sobrepresión:** se instala en transformadores que tienen un líquido como aislante, evita que se produzcan rupturas por presiones

elevadas liberando la presión excesiva e impidiendo la entrada de agentes externos. Dispone de un nivel de alarma y otro de disparo que actúan de la misma forma que en el caso anterior.

- **Protección de imagen térmica (49):** mide la temperatura del punto más caliente del arrollamiento, lo hace midiendo la corriente que lo atraviesa. Tiene niveles de alarma y disparo.
- **Temperatura del aceite (26):** mide la temperatura del aceite cerca de la parte superior del transformador. Tiene niveles de alarma y disparo, a través de un relé de disparo y bloqueo.
- **Indicadores de nivel de aceite (71):** se encuentra en el depósito de expansión y proporciona alarma por bajo y alto nivel de aceite.

Los defectos que hacen alcanzar el nivel de disparo a estas protecciones son tan graves que obligan a separar totalmente el transformador de la red eléctrica, desconectando los interruptores de todos sus devanados.

Esto se consigue uniendo todos estos disparos junto con la protección diferencial de transformador y opcionalmente las protecciones de sobreintensidad sobre un relé de disparo y bloqueo con rearme manual o eléctrico (86).

Tras la apertura de los interruptores mediante contactos normalmente abiertos, otros contactos normalmente cerrados de este relé se abren para bloquear el cierre de los interruptores hasta que una vez solucionado el defecto sea posible el rearme.

Es deseable que el sistema de P&C capture todas las alarmas y disparos de las protecciones propias del transformador así como la actuación del relé 86, que también por lógica digital impedirá el cierre de los interruptores. Si no se



dispone de tantas entradas binarias, pueden agruparse informaciones afines, diferenciando siempre por la magnitud medida y el nivel de reacción.

Con este planteamiento, cada equipo debería contar con tres contactos normalmente abiertos y libres de tensión para: la información de alarma, disparo y actuación sobre el relé de disparo y bloqueo.

Por otra parte, se necesitarían más contactos si en instalaciones de alta y muy alta tensión se requieren dos relés de disparo y bloqueo independientes (86-1 y 86-2), cada uno de ellos actuando sobre la primera y segunda bobina de disparo del interruptor, respectivamente.

En los esquemas eléctricos de los sistemas de P&C generalmente se monta un relé auxiliar multiplicador del contactos de disparo, obteniendo así todos los necesarios para las funciones de control y protección.

4.2. Alimentación auxiliar

Transformadores y autotransformadores importantes o de gran potencia requieren asegurar la alimentación auxiliar de los sistemas de refrigeración y regulación de tensión con dos fuentes procedentes de diferentes barras del cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna.

Este planteamiento incrementa el número de entradas binarias solicitadas al sistema de P&C en comparación con la alimentación auxiliar desde una sola fuente ya que el sistema de conmutación automática entre ambas fuentes genera, al menos, las informaciones siguientes:

- Fuente 1 seleccionada como preferente.
- Fuente 2 seleccionada como preferente.
- Fallo en Fuente 1.
- Fallo en Fuente 2.

Las señales “fuente 1/2 seleccionada como preferente” se toman de contactos auxiliares del conmutador de selección de fuente preferente. Las alarmas “fallo en fuente 1/2” deben agrupar todas las indicaciones de fallo de cada fuente, es decir, disparo de magnetotérmicos y detección de falta de tensión. Con alimentación auxiliar desde una sola fuente, la única información necesaria es “fallo en alimentación auxiliar”.

Dentro del armario terminal de conexiones del transformador, los circuitos de distribución de la alimentación auxiliar están protegidos por interruptores magnetotérmicos cuyo disparo debe generar la correspondiente alarma en el sistema de P&C.

A continuación se explica cómo se hace la distribución de las cargas en las barras de la alimentación auxiliar. La barra principal puede estar alimentada como ya hemos explicado de una o dos fuentes, la tensión de servicio utilizada es 400 Vca trifásica sin neutro. De esta barra derivan los circuitos de fuerza:

- Ventiladores y motobombas del sistema de refrigeración.
- Cambiador de tomas del sistema de regulación.

Los circuitos de control de la refrigeración y de la regulación de tensión pueden ser alimentados de forma independiente, o bien derivar de la barra principal de fuerza, directamente o a través de un transformador auxiliar, dependiendo de las tensiones de servicio, por lo general el valor de esta tensión es 230Vca monofásica.

Cuando se dispone de doble fuente, y por tanto es segura la barra principal de fuerza, conviene alimentar de ella los circuitos de control.

Los circuitos propios del armario terminal de conexiones y el armario de control del cambiador de tomas pueden ser alimentados independientemente o bien derivar directamente de la barra secundaria de los circuitos de control.



4.3. Refrigeración

La refrigeración se hace mediante aceite en el interior de la cuba y aire en el exterior, el intercambio de calor que tiene lugar en los radiadores puede ser natural (ON / AN) o bien forzado, se puede aumentar la circulación del aceite en la cuba mediante motobombas (OF) y potenciar con ventiladores el caudal de aire (AF) mediante motobombas que aumentan la circulación del aceite de la cuba y ventiladores que potencian el caudal del aire. Combinando los distintos métodos, obtenemos finalmente tres modos de funcionamiento:

Modo de funcionamiento	Circulación del aceite	Circulación del aire
ONAN	Natural	Natural
ONAF	Natural	Forzada
OFAF	Forzada	Forzada

Tabla 3. Sistemas de refrigeración de un transformador.

El sistema de refrigeración permite al transformador alcanzar potencias superiores. Por lo general un transformador que tiene instalados los tres tipos de refrigeración con la primera alcanza el 60% de la potencia, con refrigeración ONAF un 75% y por último con OFAF un 100% de la carga.

Tanto los circuitos de fuerza como de control están protegidos por interruptores magnetotérmicos cuyo disparo debe generar la correspondiente alarma en el sistema de P&C, los contactos normalmente cerrados de los magnetotérmicos propios de cada ventilador / motobomba se conectan en paralelo, obteniendo de esta forma en el sistema de P&C la alarma “fallo de alimentación en el ventilador / motobomba”. El magnetotérmico general del circuito de fuerza de los ventiladores / motobombas dispone de un contacto auxiliar normalmente cerrado que genera una alarma en el sistema de P&C, “fallo alimentación todos ventiladores / motobombas”.

Igualmente, un contacto auxiliar normalmente cerrado del magnetotérmico del circuito de control de la refrigeración proporciona la alarma “fallo alimentación control refrigeración” al sistema de P&C.

Para el circuito de control de la refrigeración se presentan diversas soluciones y particularidades pero es generalizado el planteamiento en el que se dispone de un selector de modo de operación con cuatro posiciones desconectado / local / automático / remoto, en el que cada posición representa lo siguiente.

- Con el selector en “desconectado”, se podrán realizar con seguridad trabajos de mantenimiento en los ventiladores / motobombas.
- La posición “local” permite el mando a pie del transformador.
- En funcionamiento “automático” son detectores de temperatura los que conectan y desconectan los ventiladores / motobombas.
- La posición “remoto” otorga el mando a la sala de control o al sistema de P&C.

4.4. Cambiador de tomas

Algunos transformadores y autotransformadores incorporan los denominados cambiadores de tomas en carga (OLTC) o conmutadores en carga cuya función es regular la tensión del lado de baja de modo que los centros de consumo tengan una tensión prácticamente constante, independiente de la carga, esto se consigue originando órdenes de subir y bajar la toma en el lado de alta bien sea de forma manual o automática.

La parte eléctrica del cambiador de tomas del transformador se compone de un circuito de fuerza y de un circuito de control. El circuito de fuerza alimenta al motor que mueve el cambiador de tomas con corriente eléctrica trifásica. Incluye un interruptor magnetotérmico para la protección del motor que puede ser disparado en caso de emergencia o de sobreintensidad en el transformador, con lo que el motor se detiene inmediatamente, además de enviar la correspondiente alarma al sistema de P&C.



Dos contactores con las conexiones cruzadas permiten hacer girar el motor en ambos sentidos. La conexión en paralelo de estos contactos auxiliares proporciona la señal “cambio de toma en curso”.

El circuito de control puede ser alimentado en corriente continua o en corriente alterna. En cualquier caso, el circuito de control está protegido por un interruptor magnetotérmico cuyo disparo debe ser captado por el sistema de P&C.

Forman parte del circuito de control los siguientes elementos de mando:

- Selector desconectado / local / remoto.
- Conmutador o pulsadores de subir / bajar toma.

El conmutador desconectado / local / remoto permite operar el cambiador de tomas desde los pulsadores situados en el armario del cambiador de tomas, desde la sala de control o desactivarlo. La posición del selector desconectado / local / remoto debe ser captado por el sistema de P&C.

En caso de mando remoto este puede ser:

- Manual: desde un equipo de control perteneciente al sistema de P&C de la subestación.
- Automático: desde un equipo de regulación automática de transformadores.

Para la indicación de la toma en que se encuentra el cambiador de tomas, se monta una corona de contactos junto al motor de accionamiento y solidaria con su eje. La presentación de la toma del cambiador al operador de la subestación puede ser realizada por los siguientes equipos:

- Indicador de toma: Aparato de medida analógico o digital.
- Equipo de regulación automática del transformador.
- Sistema de P&C.



5. DESCARGADORES DE SOBRETENSION

Las descargas atmosféricas y también ciertas maniobras de apertura y cierre de interruptores, pueden dar lugar a que la tensión en determinado punto del sistema aumente a valores varias veces por encima del valor nominal. Se dice entonces que se ha producido una sobretensión. Tal fenómeno por ser normalmente una variación brusca, se propaga a través de los conductores (líneas), llegando a afectar a partes del sistema alejadas del origen de la perturbación. Una tensión anormalmente alta podrá dar lugar a que se supere el nivel de aislamiento de ciertos elementos, provocando mal funcionamiento del sistema e incluso averías.

Para evitar tales perjuicios se instalan descargadores de sobretensión también conocidos como autoválvulas o parrayos. Su función consiste en mantener la tensión entre sus terminales por debajo del valor de tensión correspondiente al nivel de aislamiento del equipo protegido.

En las subestaciones GIS se instalan en el exterior en los puntos de conexión de las líneas aéreas con la subestación, de cualquier modo también se pueden instalar en módulos aislados, formando parte de la instalación GIS.

El descargador dispone de un registro a través del cual es posible abrir el conductor interior para ensayos en la subestación, también tiene terminales para el monitoreo de gas y dispositivos de control del descargador.

6. TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN

Se emplean para alimentar circuitos de protección, control y medida, en los que es necesario reducir la tensión del circuito primario a valores tolerables por los equipos de estos circuitos. Se definen por su relación de transformación, potencia y clase de precisión.



Los propósitos específicos para los que sirven los transformadores de medida son, entre otros:

- Reducir los valores de tensión y corriente de la instalación a valores admisibles para los equipos de protección y medida. Valores típicos de secundarios de TIs son 1 o 5 A, mientras que de TTs es $110:\sqrt{3}$ V.
- Procurar un aislamiento galvánico entre la instalación de alta tensión y los circuitos de protección y medida que son accesibles al operario.

Existen básicamente dos tipos de transformadores de medida, transformadores de tensión, que reducen la tensión y se conectan en paralelo y transformadores de intensidad, que reducen la intensidad y se conectan en serie. Dentro de esta distinción también es necesario distinguir entre los devanados que se utilizarán para medida y los que se utilizarán para protección.

Actualmente existen transformadores de medida con varios núcleos en el secundario, para transformadores de intensidad se utiliza un núcleo para medida y los restantes para protección, mientras que en los transformadores de tensión no es necesario que sean diferentes.

6.1. Transformadores de medida

Son los transformadores destinados a alimentar los aparatos de medida, contadores y otros aparatos análogos. Por lo que necesita una precisión muy buena en el margen próximo a la corriente nominal, para valores superiores al 20-30% el valor nominal es conveniente que se saturen e impidan el paso de corriente para proteger los equipos que alimentan.

6.2. Transformadores de protección

Son los transformadores destinados a relés de protección. Deben por tanto, asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual o varias veces la intensidad nominal, por lo que deben de tener su punto de saturación alto, para que en el caso de falta puedan transmitir la información a la



protección. El dimensionamiento de estos transformadores es muy importante, se calcula en el capítulo nueve.





Capítulo 4

SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL

El sistema de protección y control tiene su unidad central en la sala de control de la subestación eléctrica, desde la que se examinan el conjunto de equipos de tecnología digital y numérica de los que se compone, estos equipos deben estar debidamente montados y cableados en armarios.

Este sistema incluye desde los relés de señalización dispuestos en los propios aparatos eléctricos, hasta los complejos sistemas para la gestión de redes de orden superior.

Para el control y protección de los sistemas eléctricos es necesario disponer de información de su estado, es decir, conocer el valor de la tensión y la intensidad para lo que utilizamos los transformadores de tensión (TT, Transformadores de Tensión) y los transformadores de corriente (TI, Transformadores de Intensidad) respectivamente. Esta información se lleva y utiliza en relés de protección, aparatos de medida, contadores, etcétera.

Si el sistema de protección y control está correctamente diseñado, con márgenes de seguridad económicamente razonables y una estudiada selección de equipos, las incidencias pueden reducirse, aunque siempre existirá la posibilidad de que se produzca una falta en alguna parte de la instalación, lo que se garantizará es que será despejada en el menor tiempo posible.

Dentro de una instalación eléctrica se pueden producir diversos tipos de faltas, que si persisten, pueden ocasionar daños en los equipos eléctricos y electrónicos, inestabilidad en el sistema o daños al personal encargado de la explotación de la instalación.



La zona donde se produce la falta debe ser aislada lo más pronto posible con el fin de que no se vean afectadas las demás partes de la instalación. A continuación se definirán y describirán los diferentes tipos de perturbaciones que se pueden presentar en una instalación eléctrica.

1. PERTURBACIONES

Las perturbaciones se definen como todo cambio no deseado de las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico y pueden ser originadas tanto por faltas que se pueden originar en la red (como un cortocircuito) como por algún parámetro que la define (como un cambio del nivel de tensión). A continuación se describen los diferentes tipos de perturbaciones que aparecen en la red.

1.1. Sobrecargas

Las sobrecargas aparecen cuando se sobrepasa la intensidad nominal, cada línea o aparato se diseña con este valor máximo de carga o intensidad para que su funcionamiento sea correcto.

Los circuitos eléctricos se plantean con un determinado margen de seguridad, es decir que son capaces de soportar ciertas sobrecargas sin producirse daños importantes. Esto depende de dos factores, uno es el valor en amperios de la sobrecarga y el otro, el tiempo que dura la sobrecarga.

Los efectos de esta perturbación son calentamientos anormales de los conductores, en los que la cantidad de calor generado es proporcional al cuadrado de la corriente. Una sobrecarga prolongada causa la destrucción de las instalaciones involucradas y si son sucesivas, pueden dar lugar a un envejecimiento prematuro de la instalación.

1.2. Cortocircuitos

Consideramos cortocircuito todo contacto accidental entre dos o más conductores y/o tierra. La conexión puede ser directa aunque normalmente se produce a través de un arco eléctrico.

Este tipo de perturbación puede ocasionar grandes averías en la instalación por la dificultad que supone el corte de un arco eléctrico. Las consecuencias de los cortocircuitos son muy graves debido al rápido y elevado aumento de la corriente eléctrica. El calentamiento excesivo puede provocar destrucción del material, otros de los efectos son la caída de tensión que perturba el sistema eléctrico y esfuerzos electromecánicos elevados que pueden dar lugar a deformaciones por tensiones mecánicas.

Existen cuatro tipos de cortocircuitos según las partes de la instalación que se pongan en contacto:

- Monofásico a tierra: un conductor que entra en contacto con tierra. Es el más frecuente.
- Bifásico: dos fases entran en contacto. Cuando se produce junto al generador es el que provoca mayores corrientes.
- Bifásico a tierra: dos fases entran en contacto con tierra.
- Trifásico: las tres fases entran en contacto. Es el que provoca las corrientes más altas.

Aunque los cortocircuitos tienen cada vez menos posibilidades de producirse en instalaciones modernas bien diseñadas, las serias consecuencias que pueden tener son un estímulo para instalar todos los medios posibles a fin de detectarlos y eliminarlos rápidamente.

Se debe calcular la corriente de cortocircuito en distintos puntos del sistema eléctrico para diseñar los cables, las barras, y todos los dispositivos de conmutación y protección, así como para determinar su configuración.



1.3. Sobretensiones

Se producen cuando hay un aumento de la tensión por encima del nivel que se considera el normal. Se puede generar tanto por los equipos que forman las instalaciones como por causas de naturaleza externa (descargas eléctricas).

Las consecuencias más importantes de las sobretensiones son deterioro del aislamiento cuando se supera su tensión dieléctrica, arcos eléctricos que pueden provocar averías más graves y un gran aumento del riesgo para las personas.

Las tensiones a las que están sometidos los aislamientos de los equipos pueden clasificarse en 4 grandes grupos:

- **Tensión de servicio:** la tensión de servicio eléctrico sufre variaciones frecuentes alrededor de ciertos valores, sin embargo en lo que se refiere al cálculo de los aislamientos se consideran constantes e iguales a la máxima tensión de servicio.
- **Sobretensiones internas temporales:** no suelen superar 1,5 veces la tensión de servicio. Su importancia radica en que en función de ellas se definen las características de los pararrayos.
- **Sobretensiones internas de maniobra:** son de breve duración y fuertemente amortiguadas. Son debidas fundamentalmente a la maniobra de interruptores. Casos típicos de donde se pueden producir sobretensiones de maniobra son maniobras de conexión, desconexión y reenganche de líneas en vacío, corte de pequeñas corrientes inductivas o de magnetización de transformadores y corte de corrientes capacitivas de baterías de condensadores.

- **Sobretensiones externas o atmosféricas:** son de duración aún más corta que las de maniobra. Están debidas a la caída de un rayo sobre las líneas o en sus proximidades.

Entre otros equipos y medios para la protección contra las sobretensiones se emplean los llamados “descargadores” (un ejemplo serían los pararrayos), cuya misión es precisamente descargar a tierra dichas sobretensiones, evitando que lo hagan a través de los aisladores o perforando el aislamiento, con lo que se pueden producir graves daños a los equipos. Estos equipos se describieron en el capítulo anterior.

1.4. Subtensiones

Una subtensión es todo descenso de la tensión por debajo de su valor nominal. El problema que origina este tipo de perturbación es que al no variar la carga conectada se compensa con un aumento de corriente que puede llegar a provocar una sobreintensidad.

1.5. Desequilibrio

Un sistema se considera desequilibrado cuando las corrientes de cada fase tienen diferente magnitud y/o ángulo. Las causas de estas asimetrías son por un reparto desigual de las cargas o por averías o incidencias de la propia red de AT.

1.6. Retornos de energía

Se considera cuando la energía tiene sentido contrario al establecido, el sentido de la energía se determina de acuerdo a unos criterios generales que son los siguientes:

- Los generadores deben aportar energía a las barras.
- Las líneas de AT deben transportar hacia las distintas subestaciones.
- Las subestaciones deben alimentar la red de distribución.



Las causas por las que esta perturbación puede tener lugar son muy diversas, desde factores atmosféricos y climáticos, hasta envejecimiento del aislamiento, influencia de animales y vegetales, fallos electromecánicos o factores humanos.

2. SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de faltas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falta.

El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen de el sistema de protección.

Estos sistemas de protección se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación y/o alarma de un dispositivo de apertura cuando detectan una perturbación, por ejemplo la bobina de disparo de un interruptor.

También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las faltas tan pronto como sea posible, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos provocados por cualquier tipo de falta.

Otro de los objetivos principales de un sistema de protección es evitar pérdidas económicas en la explotación de la instalación ya que de por sí esta representa una gran inversión y dependiendo de la importancia de la misma dentro de un sistema eléctrico se pueden tener grandes pérdidas económicas tanto para los

consumidores como para la empresa responsable de la explotación de la instalación. Finalmente también permiten preservar la estabilidad y continuidad de la red.

2.1. Funcionamiento del sistema de protección

Para que el sistema de protección sea lo más efectivo posible, todo sistema eléctrico queda dividido en zonas que puedan ser fácilmente desconectadas de la red en un tiempo muy corto, para que de esta forma se produzca la mínima anomalía posible en la parte del sistema que permanece en servicio. Estas zonas se conocen como zonas de protección.

Deben estar dispuestas de forma que exista un solape entre ellas, para evitar que haya áreas no protegidas, son los transformadores de intensidad los que marcan realmente los límites de cada zona de protección.

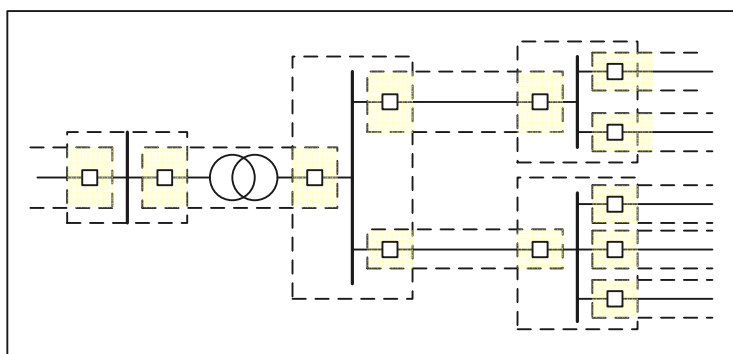


Figura 31. Zonas de protección de un sistema eléctrico.

Las líneas de trazos separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como, generadores, transformadores, barras, líneas, etcétera. Las zonas incluyen el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al sistema eléctrico como se observa en la figura anterior.

Las zonas de protección deben tener como mínimo una protección primaria que es el conjunto de protecciones que han de disparar lo más rápido posible. Esta protección también se conoce como protección principal.



Para que las protecciones funcionen correctamente no se pueden producir fallos en los transformadores de intensidad o tensión, en la alimentación auxiliar de corriente continua de los circuitos de disparo y control, en el propio relé o en la apertura del interruptor. Pero como cualquier elemento de la red, estos equipos son susceptibles a fallos y por los graves efectos que puede conllevar que no funcione correctamente la protección principal, se debe proveer a estas zonas de protección de una segunda línea de protección, la cual se denomina protección de respaldo.

Esta protección debe esperar la actuación de la protección principal, si ésta despeja la falta, la protección de respaldo se repondrá sin completar su función de disparo y sólo en el caso de que la protección primaria no actúe será la que al cabo de un tiempo disparará los interruptores necesarios para despejar la falta y aislar el elemento del sistema.

Para que el funcionamiento de las dos líneas de protección sea correcto la protección de respaldo debe introducir un retardo para evitar que actúen las dos a la vez, además sus alimentaciones deben ser independientes para que el fallo de una no afecte a la otra. Esto es lo que se llama coordinación de protecciones.

En un funcionamiento adecuado de los sistemas de protección se deben cumplir una serie de características básicas de los relés de protección que se explican a continuación.

Fiabilidad

Es la capacidad de actuar correctamente, es decir que actúa cuando debe y que no lo hace cuando no es necesario. La fiabilidad engloba dentro de sí tres conceptos.

- **Operatividad:** la protección funciona correctamente.
- **Seguridad:** es la cualidad de no operar ante causas extrañas evitando actuaciones incorrectas, es decir, no actúa cuando no debe.

- **Obediencia:** es la cualidad que ha de tener una protección para que actúe correctamente cuando sea requerida para actuar, por tanto, la protección actúa cuando debe.

Sensibilidad

Implica que el relé debe actuar eficazmente ante la más mínima condición que se le requiera. Por ejemplo en condiciones de mínima generación circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito, la protección deberá ser lo suficientemente sensible para despejar esta falta.

Selectividad

Es la capacidad de un relé para que desconecte únicamente la parte de la red que está afectada por la falta, de forma que la parte del circuito que queda falto de suministro sea el mínimo posible. Un equipo que aisle zonas no dañadas del sistema atenta contra la estabilidad del mismo y causa un perjuicio económico innecesario.

Esta característica se obtiene mediante un diseño apropiado del sistema de protección, teniendo muy en cuenta conceptos como zona de protección y tiempos de disparo.

Rapidez

Es la capacidad de un relé para que el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible para que las consecuencias de la perturbación sean las mínimas. La rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos. Se evitan así los daños en las instalaciones y también pérdidas de estabilidad en la red. Pero también hay que tener en cuenta que puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, por lo que debe ser estimada para cada aplicación.



2.2. Funcionamiento de protecciones

Como ya hemos explicado anteriormente no es posible evitar que se produzcan perturbaciones en los diferentes elementos de la red y cuando esto ocurre es imprescindible aislar la parte del circuito afectada lo antes posible para evitar que los efectos de esta falta sobre el resto del circuito sean graves. Para poder aislar el circuito, primero hay que detectar el defecto, esta es una de las misiones del sistema de protección.

La protección está constantemente tomando información necesaria como intensidad, tensión, frecuencia o una combinación de estas para detectar las faltas. Esta información la reciben de los transformadores de medida que están instalados en los tramos de la instalación a proteger. La protección procesa la información y transmite el resultado a través de sus contactos, al cerrarse actúan sobre una señalización, alarma o cierran el circuito de disparo de uno o varios interruptores para que así se corten los circuitos de energía, aislando de todas las corrientes de alimentación el elemento o la parte de instalación donde se ha producido el defecto.

Por lo tanto las protecciones realizan una doble misión:

- **Analítica:** consiste en proporcionar información de la situación y del tipo de falta para efectuar un posterior análisis y corrección.
- **Operativa:** es la más importante porque consiste en minimizar los daños causados por las perturbaciones. Aislado la zona afectada por la falta.

2.3 Equipos de protección

Los relés de protección tienen por finalidad medir una o más señales de entrada de tensión y /o corriente, con la finalidad de determinar si existe una condición de falta en el sistema y de ser así, activar una o más señales de salida.

El relé es un dispositivo basado en un microprocesador, cuyo diseño debe lograr una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales para evitar restricciones en su integración con otros relés o con sistemas de otros fabricantes.



Figura 32. Relé de Protección y Control integrado de Siemens.

Cualquier relé de protección como el mostrado en la figura 32 consta de los siguientes elementos:

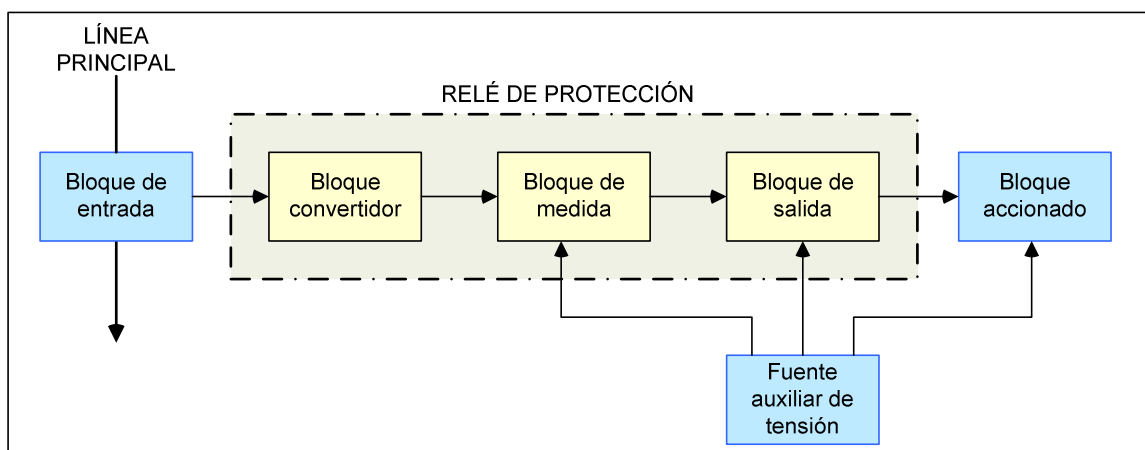


Figura 33. Diagrama de bloque general de un relé de protección.

Para cumplir con su finalidad, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas en los siguientes bloques de operación.



- **Bloque de entrada:** detecta las señales procedentes de la zona de protección y las convierte en señales que recoge el relé de protección. Suelen ser transformadores de intensidad y de tensión. No forman parte del relé de protección, pero su funcionamiento no sería posible sin ellos.
- **Bloque convertidor:** no todos los relés de protección constan de este bloque que se encarga de adaptar las señales del bloque de entrada para su utilización en el relé.
- **Bloque de medida:** registra y compara los valores de las señales procedentes de los bloques anteriores para compararlos con los valores con los que se ha configurado el relé y en consecuencia decide en que ocasiones debe actuar el correspondiente dispositivo de protección.
- **Bloque de salida:** amplifica las señales procedentes del bloque de medida y/o las multiplica para enviarlas a distintos lugares. Es el elemento intermediario entre el bloque de protección propiamente dicho y el bloque que realmente se pretende accionar.
- **Bloque accionado:** es generalmente, la bobina de mando del interruptor, que produce la desconexión de este cuando la tensión entre sus extremos es suficiente.
- **Fuente auxiliar de alimentación:** suministra la energía necesaria para las distintas partes de la protección permanentemente.
- **Bloque de Protección:** el bloque convertidor, el de medida y el de salida generalmente están englobados en un solo dispositivo, denominado relé de protección.

Un relé de protección es un dispositivo discreto y multifuncional que sólo podrá ser utilizador como protección principal para una única zona de protección. La



protección de respaldo de esa misma zona será un dispositivo separado de la protección principal. Las funciones de protección incorporadas a cada relé serán las apropiadas para cada zona de protección.

Los relés de protección que estén expuestos a una pérdida accidental de las señales de tensión, deben poseer una supervisión de estas señales para su bloqueo de operación y alarma.

Los relés de protección deben ser capaces de operar recibiendo y/o entregando señales digitales, haciendo una lógica de decisión con ellas, de manera que se optimice su funcionamiento. Tendrán un tiempo total de actuación menor de dos ciclos (33 ms) hasta el envío de las señales de disparo a los interruptores.

Se debe evitar la utilización de relés auxiliares porque son causa de retardo de tiempo y posibilidad de falta es por esto que los relés deben poseer la suficiente cantidad de contactos de salida para operar las bobinas de apertura de los tres polos del interruptor y con suficiente capacidad para operar los circuitos de disparo de los interruptores asociados.

Los relés de protección deben poseer facilidades de comunicación local y remota con capacidad de acceso a todos sus datos, magnitudes de entrada, ajustes y registros de eventos. Una salida RS232 en la parte frontal es necesaria para acceder a la protección por medio de un PC.

Los relés deben poseer facilidades de comunicación dedicadas para un Sistema de Supervisión y Control (SCADA, *Supervision, Control and Data Acquisition*), este interfaz permite la visualización por pantalla y el control por teclado.



2.4 Funciones de protección

2.4.1 Protección de sobreintensidad (50/50N/51/51N)

La protección de sobreintensidad se basa en la medida de las intensidades de fases y neutro en una posición del sistema eléctrico, evitando que se alcancen valores que puedan dañar los equipos instalados. Controla la intensidad de paso por el equipo protegido y cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce el disparo del interruptor, activación de una alarma óptica o acústica, etc.

Dado que la mayoría de las faltas que se producen en el sistema eléctrico van acompañadas de un incremento considerable de la intensidad, esta protección cuenta con un amplio campo de aplicación. Al utilizar sólo la medida de intensidades, los equipos para protección de sobreintensidad son sencillos y económicos.

Antes de continuar con la definición de la protección de sobreintensidad es importante tener en cuenta que la mayoría de los equipos eléctricos, líneas aéreas, cables subterráneos, transformadores, motores, generadores, reactancias y banco de condensadores se caracterizan por tener una curva de daño que se ajusta a la fórmula:

$$I^2t = K$$

Esta fórmula representa la curva de daño que se muestra en la siguiente figura:

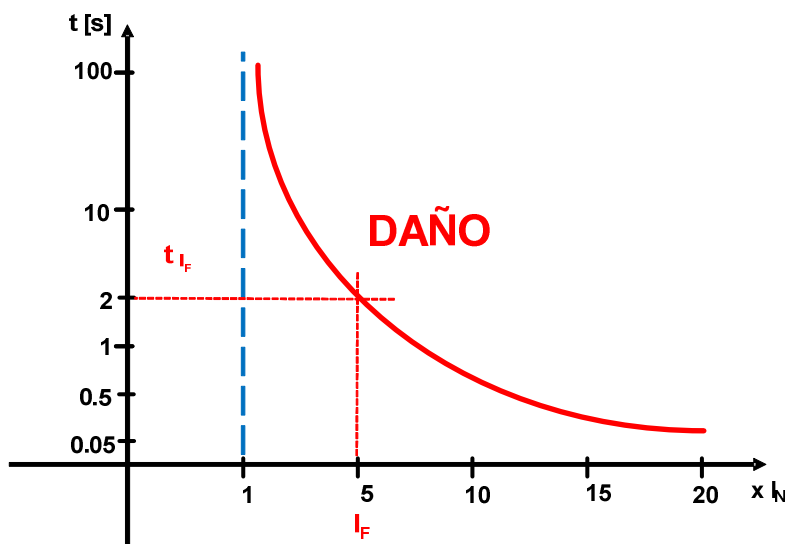


Figura 34. Curva de daño de los equipos eléctricos.

Esta gráfica indica que intensidades ligeramente elevadas pueden ser soportadas bastante más tiempo que intensidades muy elevadas cuyo efecto es perjudicial si se mantiene un poco más del tiempo admisible.

Si al equipo eléctrico considerado se le aplica una intensidad I_F durante un tiempo t_{I_F} resultará dañado ya que se alcanza su curva de daño. Debe evitarse, por tanto, que se superen intensidades excesivas durante demasiado tiempo, por lo que el equipo eléctrico debe ser utilizado lejos de su curva de daño.

Es precisamente la misión de la protección de sobreintensidad, impedir que sea superada la curva de daño del equipo protegido, dando orden de disparo al interruptor correspondiente. Esto se consigue dotando a la protección de sobreintensidad de una característica de disparo situada claramente por debajo de la curva de daño tal y cómo se observa en la siguiente figura.

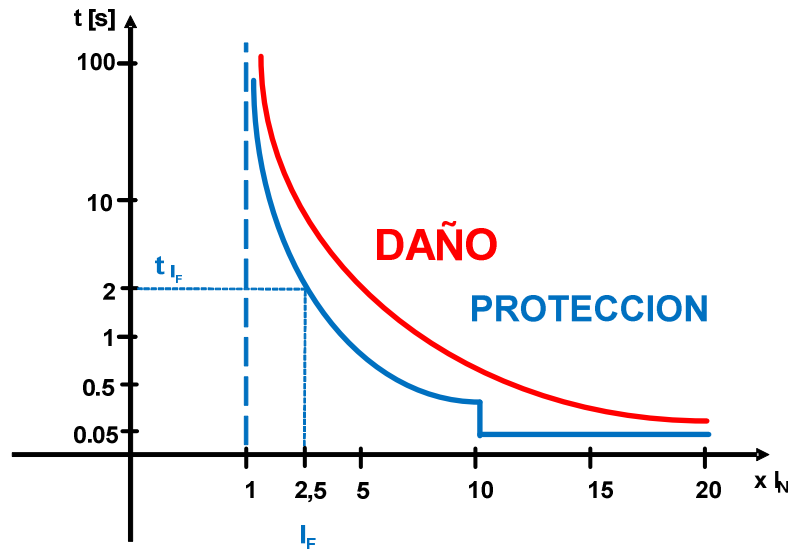


Figura 35. Característica de disparo de la protección que impide que se alcance la curva de daño del equipo.

Así, para una intensidad I_F se disparará la protección en el tiempo t_{I_F} sin que se alcance la zona de daño del equipo.

Las protecciones de sobreintensidad se clasifican en función de su característica de disparo en instantáneos y temporizados:

Instantáneos

Los relés instantáneos no tienen dispositivo de retardo, o sea, su actuación se produce en cuanto la magnitud eléctrica controlada alcanza el valor de ajuste.

En la figura siguiente se indica la característica de funcionamiento de un relé de sobre intensidad instantáneo.

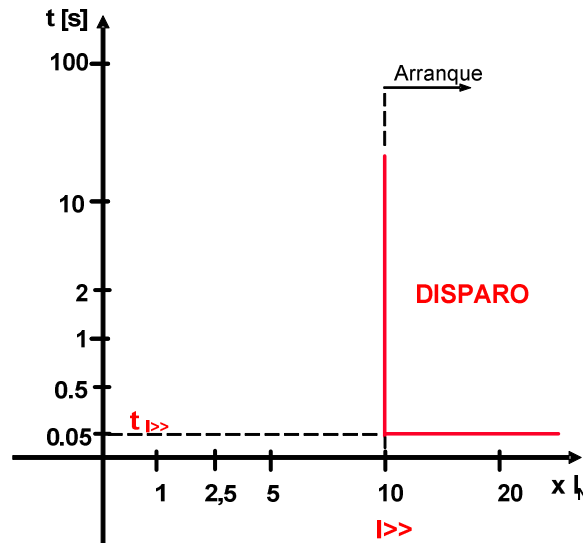


Figura 36. Característica de funcionamiento de un relé instantáneo.

Si la intensidad es inferior o igual a $I_{>>}$ el relé no dispara, si la intensidad es mayor que $I_{>>}$ el relé dispara transcurrido un tiempo igual a $t_{I_{>>}}$, que en relés modernos es del orden de milisegundos, considerándose por lo tanto prácticamente instantáneo.

Temporizados

En estos relés la actuación se producirá después de un cierto tiempo a partir del instante en que la magnitud controlada alcance el valor ajustado. Pueden ser relés de retardo independiente (de tiempo fijo) o relés de retardo dependientes.

En los relés de disparo independiente o de tiempo fijo, el tiempo de retardo no depende de la magnitud medida. En la figura siguiente se indica la característica de funcionamiento de un relé de sobreintensidad de tiempo independiente con dos niveles:

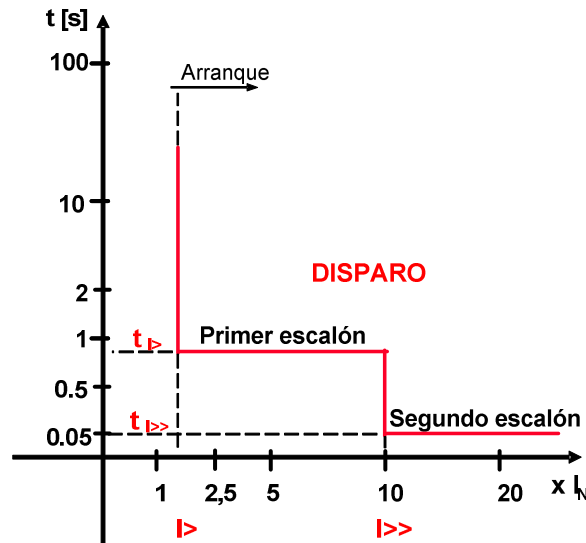


Figura 37. Curva característica de disparo de un relé dos niveles (de tiempo fijo).

Si la intensidad es inferior o igual a $I>$ el relé no dispara, pero si la intensidad es mayor que $I>$ y menor que $I>>$ el relé dispara transcurrido un tiempo igual a $t_{I>}$, si la corriente es mayor a $I>>$ el tiempo transcurrido hasta que el relé dispare será $t_{I>>}$, estos tiempos tendrán un tiempo mínimo de ajuste que corresponde al tiempo mínimo de actuación del relé.

En los relés de tiempo dependiente o de característica inversa el tiempo de retardo es función de la magnitud medida. En la figura siguiente se indica la característica de funcionamiento de un relé de sobreintensidad de tiempo dependiente con característica inversa en el nivel 2 y con temporización de tiempo independiente en el nivel 1:

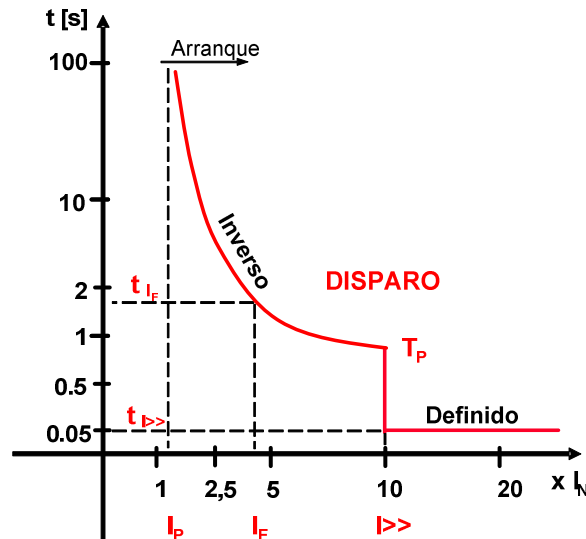


Figura 38. Curva característica de disparo de un relé dos niveles (tiempo inverso y tiempo fijo).

Como se puede observar en la figura para un valor menor de I_p el relé no dispara, cuando el valor de la corriente se encuentra entre los valores I_p e $I_{>>}$, la curva de disparo es inversa, y el disparo se hará transcurrido un tiempo t_{I_F} que es dependiente de el valor de la corriente. En el siguiente periodo cuando la corriente supera el valor $I_{>>}$ el relé se comporta como uno de tiempo independiente, es decir el tiempo de operación se reduce a $t_{I_{>>}}$.

Según la norma IEC existen tres tipos de curvas características de los relés con temporización dependiente normalmente inversa, muy inversa y extremadamente inversa. Se muestran en la siguiente figura.

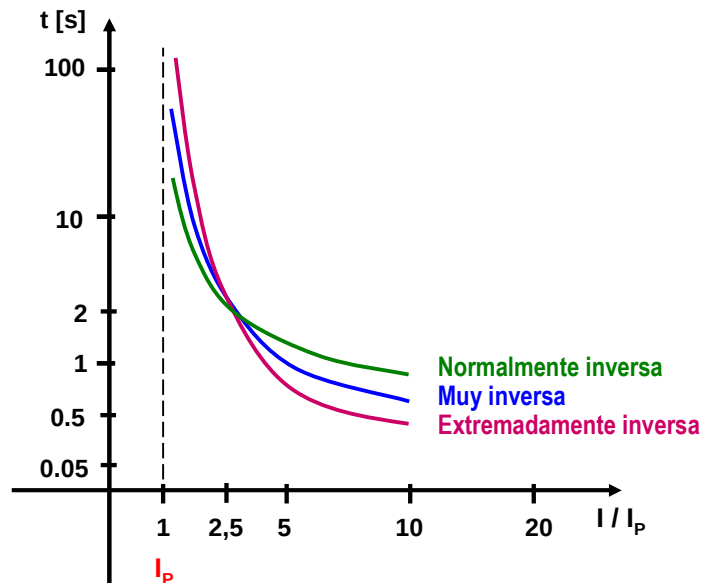


Figura 39. Protección de sobreintensidad con característica de tiempo dependiente.

La protección de sobreintensidad actúa ante cortocircuitos, cuando la corriente es muy elevada ($I_{cc} \approx 20I_n$) y es necesario despejarla en un tiempo muy rápido, de forma instantánea, que sólo se temporiza por necesidades de coordinación. El código ANSI de esta protección es el 50/50N. La curva característica de disparo es de tiempo definido.

Esta protección también actúa sobre las corrientes elevadas provocadas por una sobrecargas ($I_{sc} \approx 1,4I_n$), despejando en el tiempo dado por la característica del disparo seleccionada, mediante un elemento temporizado. El código ANSI es 51/51N. La curva característica de disparo puede ser de tiempo definido o de tiempo inverso.

2.4.2 Protección de sobreintensidad direccional (67/67N)

La protección de sobreintensidad puede ser usada para medir no solamente la magnitud de la intensidad sino también su sentido; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de sobreintensidad direccional. El código ANSI es 67/67N.

Esta protección tiene diversas aplicaciones como protección principal de líneas aéreas y cables, de transformadores de distribución, motores entre otras muchas. También es usada como protección de respaldo para transformadores de potencia y generadores grandes y como protección de emergencia para protecciones de distancia y diferenciales de línea.

En transformadores de potencia conectados en paralelo y en líneas paralelas alimentadas por un extremo, las protecciones de sobreintensidad necesitan el criterio de direccionalidad para ser selectivas. En estos casos se requiere la medida de las tensiones para determinar la dirección del aporte de energía a la falta.

El disparo queda bloqueado con flujo de intensidad de falta contrario al ajustado, la direccionalidad se representa en los esquemas de protección con una flecha que indica el sentido del flujo de intensidad que producirá disparo.

La siguiente figura representa el principio de funcionamiento de una protección de sobreintensidad direccional.

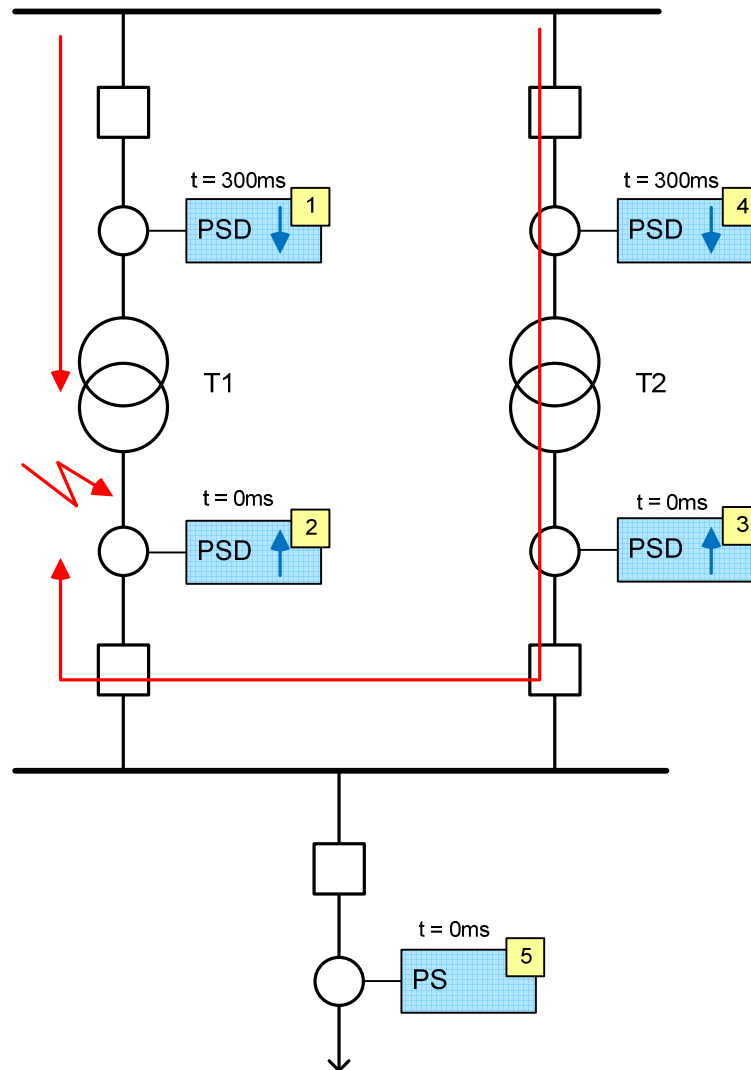


Figura 40. Principio de operación de una protección de sobrecorriente direccional.

Según la falta representada en el esquema, el funcionamiento de las protecciones es el siguiente:

- Arrancan todas las protecciones.
- En la protección 3 queda bloqueado el disparo, dado que el flujo de intensidad hacia la falta tiene dirección contraria a la ajustada.
- La protección 2 dispara ya que el flujo de intensidad hacia la falta coincide con la dirección ajustada y el tiempo configurado de disparo es de 0 ms (instantánea).

- Al disparar la protección 2, el flujo de intensidad aportado por la segunda línea hacia la falta queda interrumpido, es por esto que la protección 4 se repone.
- Por último dispara la protección 1 tras transcurrir el tiempo de coordinación ajustado de 300 ms.

Se ha conseguido así la selectividad deseada, el transformador T1 queda separado de la red mientras que el transformador T2 permanece en servicio.

2.4.3. Protección de distancia (21/21N)

En redes malladas, no es posible obtener la selectividad deseada utilizando protecciones de sobreintensidad direccionales.

Si se estudia la red mallada más sencilla que consiste en dos líneas paralelas alimentadas por los dos extremos, en caso de falta en una de ellas, las protecciones de sobreintensidad direccionales disparan también los interruptores de la línea sana.

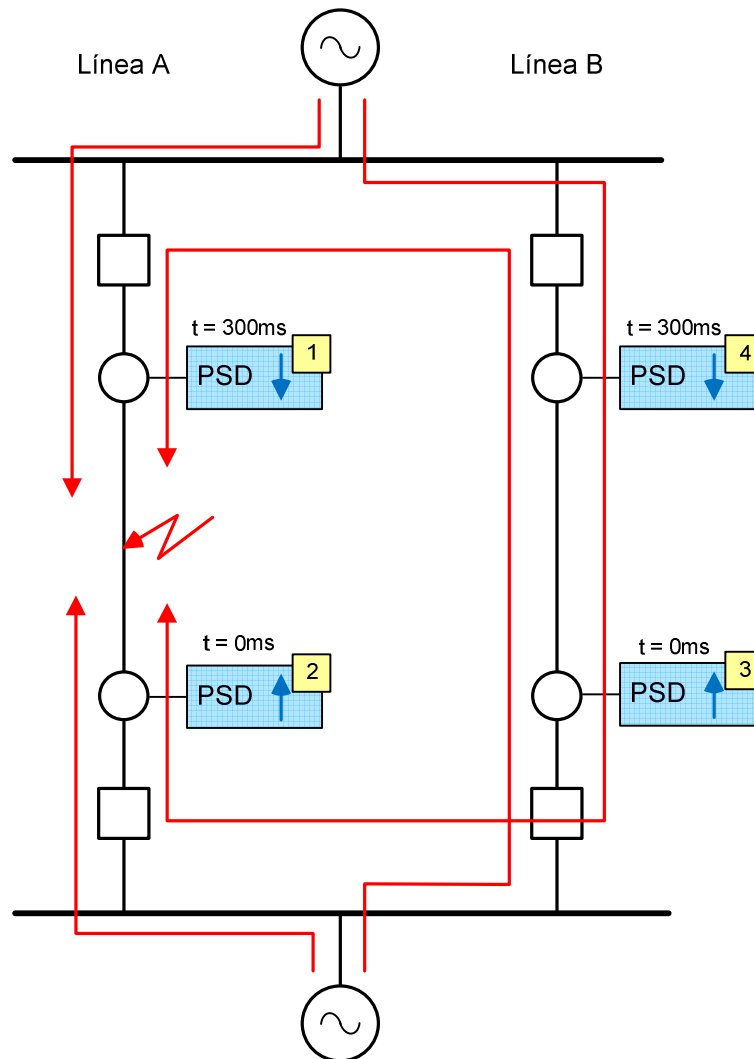


Figura 41. Esquema de protección inapropiado basado en protecciones direccionales en una red alimentada por sus dos extremos.

Para la falta indicada en la figura 41 se muestra el funcionamiento de un esquema con protecciones de intensidad direccionales alimentado por ambos extremos. Las protecciones 1 y 2 de la línea afectada por la falta no son las únicas que ven el flujo de intensidad en la dirección ajustada sino también las protecciones 3 y 4 de la línea sana.

Las protecciones de la línea A, que han visto la falta cercana han actuado correctamente, mientras que las protecciones de la línea B, han disparado indebidamente con una falta lejana ocasionando la pérdida de selectividad, ya que la línea sana queda fuera de servicio.

Es necesario, por tanto, una función de protección más sofisticada que discrimine entre faltas cercanas y faltas lejanas, aplicando diferentes tiempos de disparo, rápido para faltas cercanas y retardado para faltas lejanas. Se muestra en la siguiente figura el principio de funcionamiento de la protección de distancia.

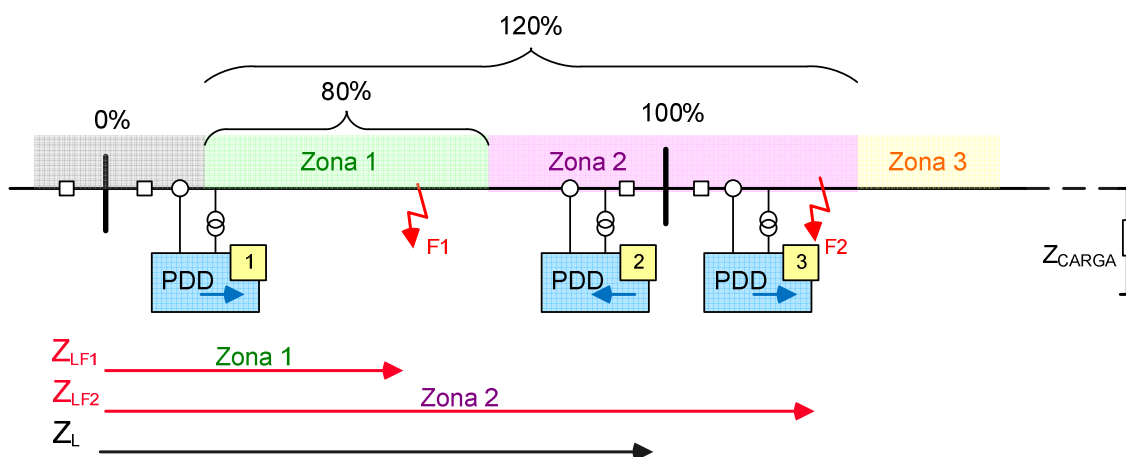


Figura 42. Principio de la protección de distancia direccional.

La protección de distancia mide la impedancia de falta, es decir, la impedancia de la línea desde la posición de la protección hasta la falta. Esta impedancia es proporcional a la longitud de la línea hasta la falta, cuanto más cerca está la falta, menor es la impedancia de falta. La protección determina la impedancia de falta, mediante la medida de la tensión y corriente de cortocircuito.

Para obtener la selectividad deseada la protección de distancia no puede ser ajustada para cubrir el total de la línea es por esto que se ajusta una primera zona para cubrir aproximadamente el 80% de la línea, cuando la impedancia medida sea inferior a este valor se considerará falta cercana. La segunda zona cubrirá hasta el 120% de la línea, cuando la impedancia medida se encuentra en esta zona se considera falta lejana por lo que se seleccionará un tiempo de retardo que permita la coordinación con otras protecciones.



Para garantizar la selectividad de la protección, la segunda zona requiere de un esquema de teleprotección, el cual permite la transmisión de información lógica entre protecciones para su correcto funcionamiento.

Como la protección de distancia depende de las tensiones en la línea tiene problemas de operación en ausencia de esta tensión, como en los siguientes casos:

- Energización de la línea con falta (*Switch on to Fault*): El relé de distancia debe contar con una función adicional que le permita detectar una falta al momento de energizar la línea, ya que siempre existe la posibilidad de energizar sobre una falta.
- Pérdida de la Tensión de Medida (*Loss of Voltage*): El relé de distancia debe contar con un bloqueo de su operación cuando se pierde la medida de la tensión de la línea, también es necesaria una alarma.

2.4.4 Protección diferencial (87)

El principio de funcionamiento de todas las protecciones diferenciales se basa en la comparación entre la intensidad de entrada y la de salida, en una zona comprendida entre dos transformadores de medida de intensidad, de tal forma que, si la intensidad que entra en la zona protegida no es la misma que la que sale significará que existe una fuga de corriente y por tanto algún defecto, por consiguiente circulará una determinada intensidad por el relé provocando el disparo del mismo. Por el contrario cuando la corriente que entra es igual a la que sale, no circulará corriente por el relé y por tanto este no actuará.

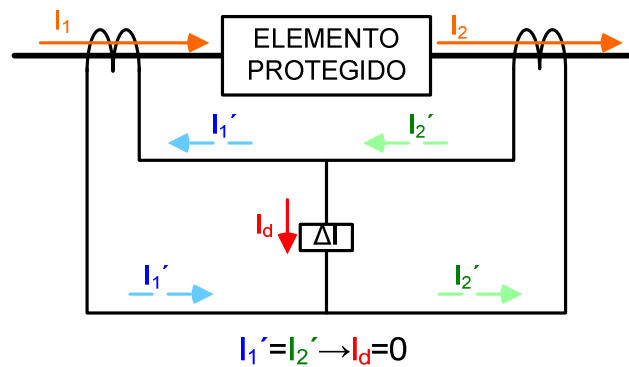


Figura 43. Principio de operación de una protección diferencial.

Esta protección es cerrada, es decir que sólo deberá actuar cuando el desequilibrio se encuentra dentro de la zona de protección, aunque se produjera una falta fuera del área protegida el relé vería una corriente cero.

Hay que tener en cuenta que si se produce un cortocircuito en las proximidades del área protegida, las corrientes serán muy superiores a las de funcionamiento normal. Ello podría dar lugar a errores debidos a la saturación de los transformadores intensidad, dando como resultado una corriente diferencial no nula, por lo que tendría que tenerse en cuenta a la hora de ajustar los parámetros los relés de protección.

Cuando se produce una falta interna, el circuito de disparo se encuentra recorrido por la corriente de falta ($I_d = I_f$), tanto en faltas alimentadas por un extremo como en las alimentadas por los dos, tal como se representa en la siguiente figura.

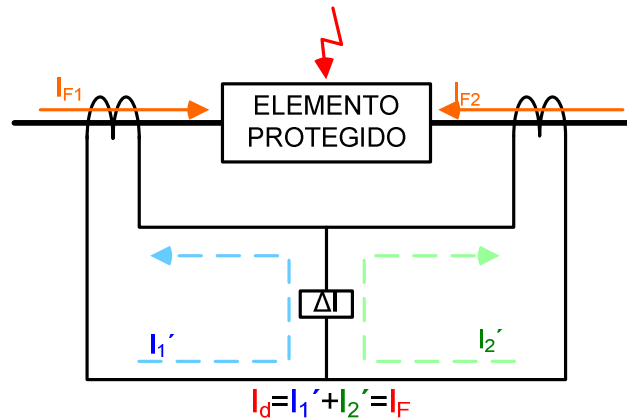


Figura 44. Principio de operación de una protección diferencial ante fallo en el elemento protegido.

Las protecciones diferenciales se utilizan en subestaciones eléctricas de alta tensión para la protección de los siguientes equipos eléctricos:

- Protección de líneas y cables.
- Protecciones de barras.
- Protecciones de transformadores o autotransformadores.
- Protecciones de reactores.

Protección de barras (87B)

Como se describió anteriormente una de las perturbaciones que se pueden presentar en la red eléctrica y que pueden afectar a las barras de una subestación son los cortocircuitos. Este tipo de falta se produce por contacto entre las fases o contacto a tierra por objetos extraños que ocasionan la falta. Como la falta se produce normalmente en el aire y no en el aislamiento de un equipo, no hay un daño físico; pero, como consecuencia de las altas corrientes de cortocircuito, se producen esfuerzos térmicos y mecánicos importantes en todos los equipos de la barra.

Si bien los equipos están diseñados para las magnitudes de las corrientes que se producen, estas faltas provocan una reducción de la vida útil de los equipos. Con el fin de reducir al máximo todos los efectos negativos derivados de las perturbaciones se procura que el sistema de protección tenga una alta velocidad de operación.

La detección se basa en el principio de la corriente diferencial, ya que la sumatoria de todas las corrientes que se conectan a la barra debe ser cero. Existen dos metodologías que son:

- **Corriente Diferencial con Alta Impedancia:** se conectan todos los circuitos a una alta impedancia donde se evalúa la tensión. Si la suma de las corrientes es cero no hay tensión en esta impedancia; luego, al producirse una falta interna aparece una corriente diferencial que produce la tensión de operación del relé. Este sistema es preferido por su seguridad frente a faltas externas ya que se calcula para impedir una falsa actuación en este caso.

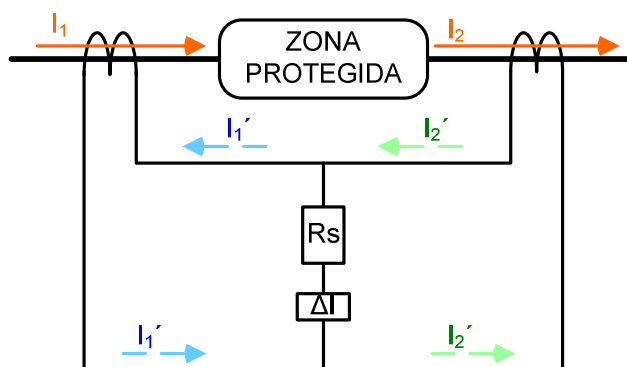


Figura 45. Esquema de protección diferencial de alta impedancia.

- **Diferencial Porcentual:** se basa en la primera ley de Kirchhoff, se determina la corriente diferencial como la suma de las corrientes entrantes menos las salientes. Este sistema pierde selectividad ante faltas externas de elevada intensidad que provocan saturación en los transformadores de intensidad, para evitarlo es necesaria una característica de disparo con estabilización.

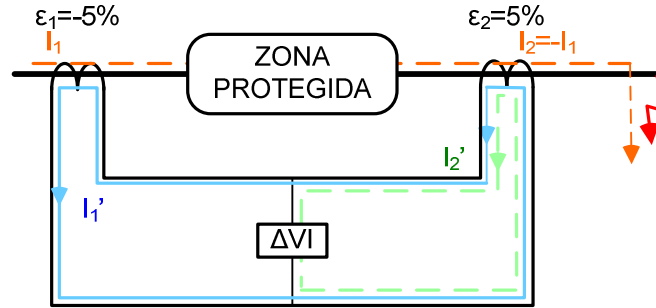


Figura 46. Esquema de protección diferencial porcentual.

Partiendo de la situación expuesta en la figura 46 se obtiene la siguiente corriente diferencial y de estabilización:

$$I_{DIFF} = |I_1' + I_2'| = |(1 + \varepsilon_1) \cdot I_1 + (1 + \varepsilon_2) \cdot I_2| = |0.95I_1 - 1.05I_1| = 0.1I_1$$

$$I_{EST} = |I_1| + |I_2'| = |(1 + \varepsilon_1) \cdot I_1| + |(1 + \varepsilon_2) \cdot I_2| = |0.95I_1| + |-1.05I_1| = 2I_1$$

Si se encuentra en servicio, $I_1 = I_N$

$$I_{DIFF} = 0.1I_N$$

$$I_{EST} = 2I_N$$

Y si existe falta externa, por ejemplo de $I_1 = 10I_N$

$$I_{DIFF} = 1I_N$$

$$I_{EST} = 20I_N$$

De estos datos resulta la curva de disparo característica siguiente:

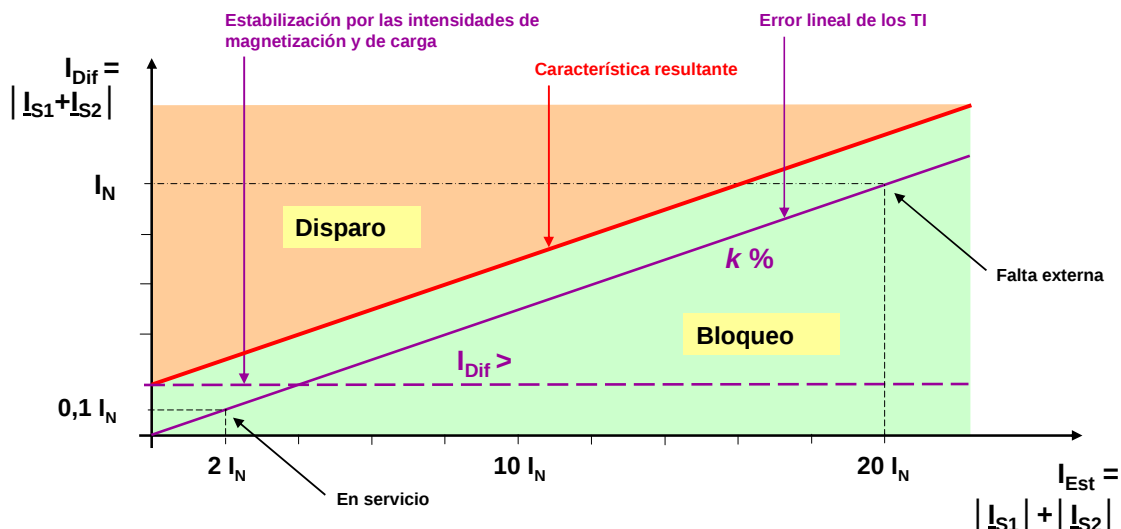


Figura 47. Característica de disparo típica de la protección diferencial porcentual.

La característica de disparo resultante es la marcada en rojo, donde se tiene en cuenta la saturación de los transformadores de intensidad.

Al producirse una falta en barras, se debe efectuar el disparo a todos los interruptores de la barra donde se ha producido la falta de forma instantánea; al mismo tiempo, se debe efectuar el bloqueo de cierre de estos interruptores.

Protección de transformadores (87T)

Esta protección se usa para despejar las diferentes faltas que se pueden dar en un transformador como el contacto entre los bobinados cuando se pierde el aislamiento o se produce algún daño físico del mismo. Las faltas pueden ser en los bobinados, en el cambiador de tomas, en los aisladores pasatapas (*bushings*), o en el núcleo, también se producen faltas en el armario de los terminales de las conexiones del cableado de control. Como consecuencia de cualquiera de estas faltas se puede producir una propagación de las mismas hasta causar un incendio en el transformador.

Para la detección de las faltas, esta protección utiliza el principio diferencial que permite determinar la diferencia entre las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y a la salida del transformador.



Para la aplicación de esta protección existen varios aspectos que deben ser evaluados:

- Se tienen diferentes relaciones de transformación en el lado de alta y baja tensión que hay que homogeneizar; pero, sobre todo, la relación no es siempre la misma si en el lado de alta tensión se tienen diferentes tomas.
- En el momento de la energización, el transformador demanda una alta corriente de arranque que sirve para magnetizarlo y que provoca una fuerte diferencia de corrientes entre ambos extremos de la zona protegida. También existe una pequeña corriente de magnetización permanente que implica una pequeña diferencia, la cual es también constante, pero no es causa de una falta.
- Debido a las distintas conexiones trifásicas en el lado de alta tensión, se tiene un desfase de las corrientes en ambos extremos de la zona protegida que es causa de una diferencia en los valores instantáneos de las corrientes.
- Un transformador de puesta a tierra dentro de la protección diferencial constituye una fuente de corrientes homopolares; y por tanto, será causa de una corriente diferencial, a menos que se incluya algún filtro especial para estas corrientes.

Además de la protección diferencial para protección del transformador y de las protecciones mecánicas o propias, en los transformadores de potencia se debe tener protección de respaldo como la protección de sobreintensidad de fases y neutro. Esta puede detectar las faltas en el transformador y al ser una protección abierta, cubre faltas externas al transformador y en ambas direcciones, por lo que resulta una protección complementaria o de respaldo a las protecciones totalmente selectivas como la protección diferencial.

De igual forma la protección de distancia también puede utilizarse para detectar las faltas dentro del transformador. Es una protección que no es totalmente selectiva ya que cubre faltas externas al transformador, por lo que se utiliza como protección de respaldo a la diferencial.

Al producirse una falta se debe dar la apertura a los interruptores que conectan el transformador al sistema de potencia al mismo tiempo, se debe bloquear su cierre mediante un relé auxiliar para impedir la reconexión hasta que se verifique la causa de la falta y que el equipo esté en condiciones de ser nuevamente energizado. Se debe identificar la falta y registrar la información de la misma.

2.4.5 Protección de máxima (59) y mínima tensión (27)

Cuando se tienen niveles de tensión elevados en el sistema se puede llegar a superar la tensión máxima de servicio para la cual están diseñados los equipos.

Las sobretensiones permanentes que soportan los equipos provocan una disminución de su vida útil, por esto es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones, considerando que cuanto mayor sea la sobretensión, su duración permisible es menor.

2.4.6 Protección de fallo de interruptor (50BF)

Cuando un relé de protección detecta una falta o una condición anómala de funcionamiento dará orden de disparo al interruptor, existe el riesgo de que no se produzca la apertura del circuito por falta del interruptor al efectuar dicha maniobra. En esta situación, dada la condición de falta, no debe retrasar la apertura del circuito, por lo que es necesaria una protección para prevenir la falta del interruptor.

Cuando la protección da la orden de disparo del interruptor a la vez se inicia el temporizador de fallo de interruptor. Si el interruptor no abre, una vez



transcurrido el tiempo suficiente, se disparan los interruptores necesarios que estén asociados a este circuito.

Esta falta se puede producir por diferentes fallos en el cableado de control, en las bobinas de apertura, en el mecanismo propio del interruptor o dentro del equipo al extinguir el arco eléctrico.

El principio de detección se basa en la medición de la corriente que circula por el interruptor, después de una orden de apertura por parte de las protecciones la corriente debe ser cero si la apertura del circuito ha sido correcta.

Al producirse una falta de interruptor se debe proceder de la siguiente manera:

- En primera instancia se debe efectuar una orden de apertura a ambas bobinas de apertura del interruptor.
- En segunda instancia se debe proceder con la apertura de los interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al interruptor que ha fallado.
- La falta de interruptor debe concluir en una apertura y bloqueo de cierre del interruptor hasta detectar la causa de la falta.

2.4.7 Reenganche (79)

Las líneas de transmisión por lo general incorporan la función de reenganche, su función es la de emitir orden de cierre a los interruptores tras actuar las protecciones que deban iniciar la secuencia de reenganche. Habitualmente tras un tiempo de espera la protección ordena el cierre de la línea con un único intento de reenganche.

Existen diversos modos de funcionamiento del relé de reenganche:

- **Fuera de servicio:** informa a las protecciones para que ordenen disparo trifásico ante cualquier tipo de cortocircuito, y no emiten orden de reenganche alguna.

- **Monofásico:** emite orden de reenganche en tiempo monofásico, tras recibir arranque monofásico de las protecciones.
- **Trifásico:** emite orden de reenganche en tiempo trifásico, tras recibir arranque trifásico de las protecciones.
- **Monofásico más trifásico:** emite orden de reenganche en tiempo monofásico, tras recibir arranque monofásico de las protecciones. Emite orden de reenganche en tiempo trifásico, tras recibir arranque trifásico de las protecciones. Hace distinción entre los dos tipos de disparo, para interruptores monopolares.

3. SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control ofrece la posibilidad de maniobrar los equipos y aparatos de la subestación, para esto debe saber en todo momento cómo está cada uno de los equipos (abierto o cerrado) y además debe ser informado antes de que cualquier dispositivo eléctrico sea maniobrado. Al diseñarlo los principales objetivos son la confianza, seguridad y reducción de costes.

Actualmente, la utilización de la tecnología disponible ofrece nuevas posibilidades tales como autosupervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección y control (diagramas lógicos de control), almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de incidencias. Incluso se han logrado una reducción significativa del espacio físico requerido para estos equipos así como una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado. Esto influye directamente en una reducción del coste del proyecto, mejoras en la operación y planificación del mantenimiento y brindan una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas convencionales.

Dependiendo de las necesidades de operación particulares de cada subestación eléctrica pueden existir varios niveles de control, puede existir una

operación local a nivel del propio equipo, como una operación remota desde el edificio de control o despacho de carga de la compañía alejado del parque. Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplean redes y medios de comunicación.

Por lo general, desde el punto de vista de control una subestación eléctrica está dividida en tres niveles, en función de las necesidades de operación particulares.

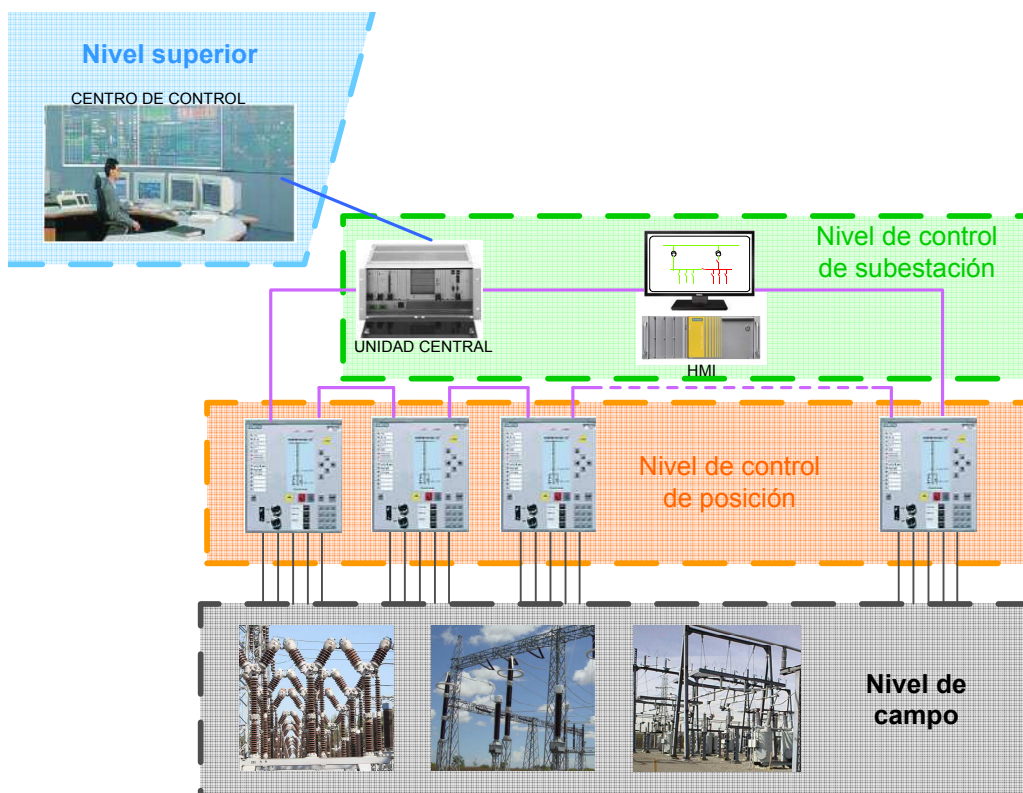


Figura 48. Niveles de control de una subestación.

El primer nivel observado en la figura, esta compuesto por equipos primarios (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina **nivel de campo**.

El control de este nivel reside en el propio mando del interruptor y seccionador y en la lógica de control implementada en el propio gabinete de mando. En este nivel también se encuentran los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control digital y los

equipos de alta tensión. Estos canales están conformados por cables de cobre multiconductores que deben estar diseñados de manera que establezcan una barrera contra las interferencias electromagnéticas, deben contar con el aislamiento galvánico y el blindaje apropiado. Esto se logra generalmente mediante el uso de cables de baja tensión apantallados.

El segundo nivel se denomina **nivel de control de posición**, formado por elementos intermedios como lo son: armarios de reagrupamiento, unidades de control de posición (unidades de control digital o control convencional mediante selectores, pulsadores y relés auxiliares, dependiendo de la tecnología de control empleada) y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas al conjunto de la posición, tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de tensión, protección y medida.

Existen casos que los equipos empleados para la posición son equipos independientes de control, de protección, de medida, osciloperturbógrafos y paneles de alarma independientes, incluso se emplean uno o varios equipos de protección para cubrir las funciones de protección requeridas en la posición. Pero también hay muchos casos en los que el equipo empleado es un terminal multifunción que incluye todas las funciones mencionadas anteriormente.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos con entradas y salidas analógicas y digitales.

Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de supervisión y operación de la posición asociada, ante la ausencia del nivel superior, a través de interfaces de usuario (*HMI, Human-Machine Interface*) en la unidad controladora de posición.

La unidad de control, al igual que los relés de protección o los equipos multifunción (control y protección), cuentan con facilidades de comunicación que permiten implementar redes de comunicación para el intercambio de información entre los elementos del propio nivel de posición y hacia niveles



superiores, como el nivel de control de la subestación o el sistema SCADA de la subestación.

El controlador de la posición envía al SCADA de subestación las señales de medición, los estados y los controles para todos los interruptores y seccionadores de la posición controlada. El envío de los estados y cambios de estado en general se hace con un formato que permite al sistema SCADA de la subestación recibir los eventos con un tiempo asociado.

En la posición también se realiza la automatización de los enclavamientos por medio de lógica programada en la propia unidad de control de la posición. La lógica de la subestación La Cereal ha sido incluida en el capítulo dos de este mismo proyecto.

Finalmente, en muchos casos, la unidad de control de la posición dispone de una interfaz mímica local para el control de la posición, a través de despliegues gráficos configurables dispuestos en el frente del terminal de control. Desde dicho interfaz se podrán ejecutar maniobras y se dispondrá de información relevante como señalización, alarmas e incluso medidas.

El tercer nivel, es el **nivel de control de subestación**, en el cual se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de toda la subestación incluyendo toda la aparamenta y las posiciones de alta, media y baja tensión. A este nivel los operadores de la subestación ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se vigila el estado de los parámetros propios del sistema, tales como tensiones, corrientes, potencias, etc.

Todo esto se realiza a través de los equipos HMI, utilizando un software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación con redundancia.



Para realizar el control de la subestación desde centros remotos tales como los centros de despacho de carga regionales o nacionales se utiliza un interfaz de comunicaciones hacia estos niveles superiores (*gateway*).

Esto se logra a través de la transferencia de estados, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto.

Existen diferentes protocolos de comunicación para las comunicaciones con el centro de control. La selección de uno u otro dependerá de las prácticas habituales de la compañía eléctrica y de sus necesidades de transmisión de información.

Generalmente se emplean protocolos no propietarios IEC (*International Electrotechnical Commission*) para poder integrar sistemas de diferentes fabricantes y permitir una fácil expansión o actualización del sistema en caso de requerirse.

A través de un conjunto de switches y conexiones, por lo general de fibra óptica, se confeccionan las redes de área local (LAN) para el intercambio de datos en el nivel de subestación. Estas redes son por lo general del tipo estrella, aunque también se emplea el esquema de anillo entre los controladores de posición y los equipos en el nivel de control de subestación.

Esto nos define una estructura lógica del sistema de control, con dos niveles jerárquicos superiores desde donde pueden ejecutarse órdenes y supervisar el sistema o parte de este (en el caso del control de posición), y un nivel de campo donde se realiza la adquisición de datos fundamentales para la operación y control de la subestación, tales como:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.



Para la operación coordinada, todos los niveles de control deben estar interconectados para lograr el intercambio de información, para ello se emplean redes y medios de comunicación.

En resumen un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste en un nivel de campo, un nivel de control de posición, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos. Además de la comunicación con el despacho de cargas del operador de la subestación, un sistema integrado de protección y control, consta principalmente de una unidad central de subestación (*SU, Server Unit*) que se comunica mediante una red de fibra óptica y concentradores necesarios con los equipos de protección y control de cada una de las posiciones, de los cuales obtienen todos los datos (medidas, estados, alarmas, etc.) para después ponerlos a disposición de los elementos de monitorización y mando de la instalación (consolas de operación, SCADA, telemando, etc.) y así mismo se encarga de enviar las órdenes procedentes de estos elementos a los equipos de protección y control para su ejecución.

De acuerdo a los criterios mencionados, los niveles de control establecidos para la subestación La Cereal son los siguientes:

Nivel 0	Cubículo de control local
Nivel 1	Control de la posición y protecciones
Nivel 2	HMI
Nivel 3	Centro de control o despacho de carga (REE)

Tabla 4. Niveles de control de la subestación La Cereal.

Antes de definir la arquitectura que se realizará en la subestación en el siguiente capítulo se explicarán los diferentes protocolos utilizados para la comunicación de los equipos de control y protección de la subestación, en especial el IEC61850.



Capítulo 5

AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Los sistemas de automatización de subestaciones (*SAS, Substation Automation System*) permiten que el operador disponga de toda la información en un solo lugar para que pueda desde ese mismo sitio controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de una forma más segura. Al tener la información necesaria en el momento oportuno consigue minimizar sus errores y agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

La implementación de la automatización de subestaciones se basa en sistemas de comunicación muy fiables que permiten que se den respuestas en tiempo real a los eventos sucedidos en la red.

1. NIVELES DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

Podemos dividir en niveles el sistema de automatización, teniendo en cuenta que las funciones de éste se deben realizar en el nivel donde se dispone de la información suficiente para su ejecución y toma de decisiones.

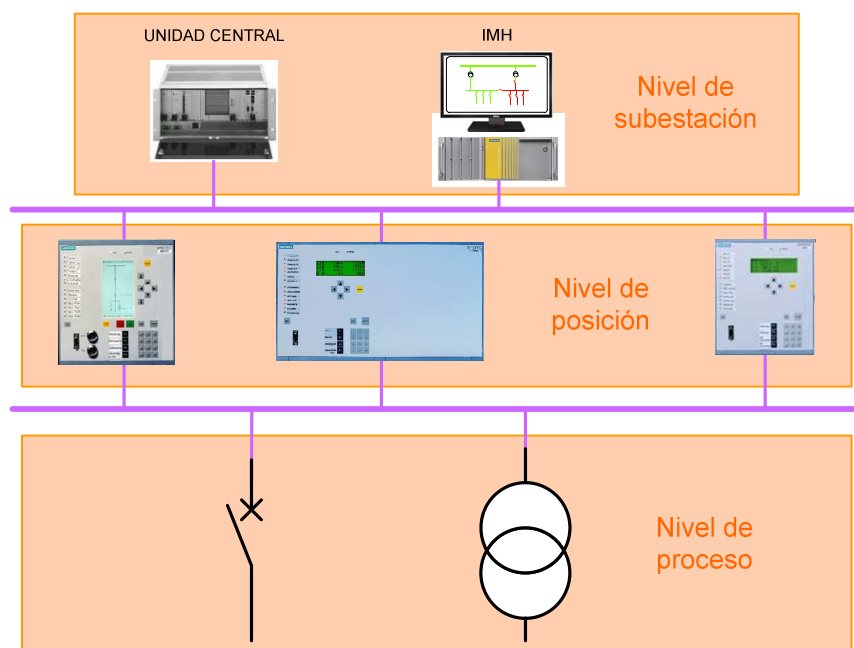


Figura 49. Niveles de control para la automatización de subestaciones

Distinguimos por tanto los siguientes niveles de control del sistema de automatización:

- **Nivel de proceso:** este es el nivel más bajo, que comprende los dispositivos de actuación de la subestación (interruptores, transformadores, seccionadores) y los elementos intermedios con el sistema secundario de protección (sensores, transformadores de tensión y de intensidad) necesarios para la monitorización y operación de la subestación.
- **Nivel de posición:** dentro de este nivel encontramos los equipos que constituyen el sistema de protección y control, cuyas funciones abarcan la posición en la que ellos están colocados y también pueden incluir algunas de otras posiciones como la de los enclavamientos. Además disponen de enlaces de comunicación serie con los equipos del nivel superior.
- **Nivel de subestación:** es el nivel superior dentro de la subestación, en este se sitúan los PCs de control locales (HMI) y la unidad central de

subestación (*UCS/Gateway*) que se comunican de forma digital con los equipos del nivel de posición y realizan las funciones globales del sistema, como operación local, registro globalizado de eventos, informes de faltas y de incidencias.

- **Despacho económico:** está ubicado en el despacho de la compañía eléctrica, constituye el enlace con el nivel de subestación.

La automatización de una subestación condiciona la realización del proyecto de ingeniería que además de los esquemas unifilares y desarrollados tradicionales, también hay que incluir la definición de las funciones lógicas realizadas por los nuevos equipos y de las redes de comunicaciones, protocolos empleados, etc.

Hasta ahora, los fabricantes de equipos de protección y control han desarrollado sus equipos organizando sus funciones y empleando los protocolos de comunicaciones de una manera no coordinada, lo que generaba problemas de integración de equipos de diferentes fabricantes tanto a la hora del proyecto como a la hora de la explotación de la instalación.

El propósito ha sido durante muchos años, definir una arquitectura de comunicaciones que permitiera una integración de los IED's (Intelligent Electronic Device) dentro de elementos de más alto nivel. Una infraestructura que fuera independiente del fabricante y que permitiera a elementos de varios fabricantes ser integrados conjuntamente.

Con este fin en 1994 la EPRI (Electric Power Research Institute) y la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineer) comienzan a trabajar, dentro del proyecto UCA (Utility Communications Architecture), en la definición de una arquitectura para el bus de comunicaciones de la subestación.

En 1996 el Comité Técnico 57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) comienza a trabajar con el mismo objetivo en la norma IEC61850. Ya en



1997 los dos grupos acuerdan trabajar juntos en un estándar internacional, cuyo resultado es la actual norma IEC61850.

El IEC61850 mas allá de de su carácter de estándar, representa la oportunidad de redefinir la automatización de subestaciones bajo un nuevo prototipo en el que la normalización alcanza no sólo a los datos intercambiados por los equipos que forman parte del sistema de automatización sino que incluye la información de descripción, definición y configuración de dichos equipos y de la propia subestación. Aparece la posibilidad de desarrollar herramientas auténticamente orientadas al diseño de subestaciones y no simplemente a la comunicación y/o configuración de los dispositivos de fabricantes específicos.

2. PROTOCOLO IEC61850 PARA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

La norma IEC61850 empezó su desarrollo con la intención de lograr una solución global y abierta para la automatización de subestaciones. Haciendo uso de la experiencia acumulada en normas internacionales ya existentes, teniendo en cuenta los requisitos de los usuarios y ocupándose también de la ingeniería de los sistemas, se ha generado este nuevo estándar de comunicaciones.

2.1. Objetivo de la norma

Permitir conectar dispositivos de diferentes fabricantes. Una de las mayores ventajas que tiene la utilización del IEC61850 es la interoperabilidad entre los dispositivos de diferentes fabricantes, entendiéndose por esta la capacidad de dos o más *IEDs* de uno o varios fabricantes para intercambiar información y utilizarla para realizar sus funciones de forma cooperativa. Para ello se ha definido un dominio específico con modelos de datos y servicios normalizados, de forma que los *IEDs* son capaces de comprender la información procedente de otros equipos y de realizar funciones en común,

aunque estén distribuidas en varios dispositivos físicos, mientras estén conectados a una misma red con un mismo protocolo.

Validez para las instalaciones presentes y futuras. El IEC 61850 proporciona ventajas tanto a la hora de renovar o ampliar subestaciones como en las de nuevo diseño. Es sencillo añadir nuevas funcionalidades durante el proceso de renovación de una instalación haciendo uso de las nuevas herramientas disponibles. Mediante la utilización de “gateways” es posible que equipos “no IEC61850” puedan ser vistos por el sistema como IEDs compatibles con IEC61850.

Flexibilidad ante las diferentes arquitecturas de los Sistemas de

Automatización. Permite la libre asignación de funciones a los dispositivos IEDs y, por tanto soporta cualquier arquitectura de automatización de subestaciones (centralizada o descentralizada) así como diferentes enfoques de integración o distribución de funciones.

Capacidad de combinar las tecnologías de comunicaciones presentes y futuras con las aplicaciones existentes, garantizando su estabilidad a largo plazo. La norma IEC61850 separa las aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones. Esto hace posible beneficiarse de las ventajas de la evolución de dichas tecnologías, salvaguardando la información y las aplicaciones que ya satisfacen las necesidades del usuario y permitiendo evolucionar ante nuevos requisitos del sistema.

Reducción de plazos y costes del proceso de ingeniería y puesta en marcha de las subestaciones. La norma en su parte 6, establece un lenguaje de descripción de configuración de subestaciones denominado SCL (*Substation Configuration Description Language*) que incorpora descripciones formales de las capacidades de los IEDs, de la arquitectura de la subestación, de la estructura de comunicaciones y de la interacción con la aparamenta de la subestación. Facilita también un proceso de ingeniería estandarizado, proporcionando los medios para intercambiar datos de configuración entre



herramientas de ingeniería. El proceso de ingeniería resulta más eficiente y se simplifica el mantenimiento y la ampliación de los sistemas de automatización de subestaciones.

Especificar de acuerdo a la norma IEC61850 significa dividir la funcionalidad completa en nodos lógicos, los cuales, a su vez incluyen “datos”, todos ellos tienen nombres específicos y representan una funcionalidad concreta. Posteriormente, habrá que distribuir dichas funciones entre los distintos IEDs.

Es recomendable especificar los requisitos de tiempos de respuesta y de disponibilidad del sistema, resultando para ello imprescindible la definición de la arquitectura de comunicaciones. Puede ser conveniente identificar los posibles escenarios de fallo y las pérdidas de disponibilidad aceptables o inaceptables.

2.2. Ventajas de la norma

No cabe duda de que la utilización del estándar IEC61850 presenta importantes ventajas frente a las soluciones convencionales:

- **Aumenta la eficiencia:** gracias a la interoperabilidad entre IEDs y a las herramientas basadas en SCL que ayudan a optimizar soluciones. Además el intercambio de datos punto a punto que hace uso de los enlaces de comunicaciones estandarizados permite reducir el cableado al mínimo.
- **Proporciona una gran flexibilidad:** dando soporte a cualquier arquitectura física o funcional así como a futuras ampliaciones. La base de esta flexibilidad es de nuevo la interoperabilidad entre dispositivos, así como el modelo de datos orientado a objetos y la comunicación basada en Ethernet.
- **Constituye una inversión rentable y de futuro:** Los sistemas de automatización de subestaciones se podrán beneficiar de la evolución de las comunicaciones sin que ello suponga necesariamente cambios en

la aplicación y en los datos, ya que el lenguaje SCL y las reglas para extender el sistema y la funcionalidad garantizan un fácil mantenimiento y la interoperabilidad a lo largo del tiempo.

2.3. Estructura de la norma IEC61850

La norma IEC61850 está formada por un conjunto de documentos, divididos en 10 partes, que se estructuran de la siguiente forma:

Parte 1	Introducción y descripción general.
Parte 2	Glosario.
Parte 3	Requisitos Generales.
Parte 4	Gestión de sistemas y proyectos.
Parte 5	Requisitos de comunicaciones para modelos de dispositivos y funciones.
Parte 6	Lenguaje de descripción de configuración de comunicaciones para IEDs en subestaciones eléctricas.
Parte 7-1	Estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación - Principios y modelos.
Parte 7-2	Estructura básica de comunicaciones para equipo de subestación - Interfaz de servicios abstractos de comunicaciones (ASCI).
Parte 7-3	Estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación - Clases de datos comunes.
Parte 7-4	Estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación - Clases de nodos lógicos compatibles y clases de datos.
Parte 8-1	Mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM) - Mapeo a MMS (ISO / IEC 9506-1 e ISO 9506-2) y a la norma ISO / 8802-3.
Parte 9-1	Mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM) - Valores muestreados sobre enlace punto a punto serie unidireccional multidrop
Parte 9-2	Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) - Valores muestreados según la norma ISO / IEC 8802-3.
Parte 10	Pruebas de conformidad.

Tabla 5. Estructura De la Norma IEC61850



Dentro del estándar, las bases del sistema de comunicación se establecen en las partes 5 y 7-1. En estos documentos se da una descripción funcional del sistema mediante la presentación de los elementos fundamentales. En la parte 7-2 se proporciona una definición más detallada del sistema de comunicaciones con el denominado ACSI (*Abstract Communication Service Interface*). Esta descripción es a un nivel abstracto, mediante la definición exhaustiva de los objetos que componen el sistema de comunicaciones.

La parte 6 cumple también una labor complementaria muy importante mediante la definición de un lenguaje de configuración. Este nuevo lenguaje, basado en XML, define un formato de fichero para describir las configuraciones de los IEDs relacionadas con comunicaciones, los parámetros de los IEDs, la configuración del sistema de comunicaciones, la estructura funcional de la subestación y las relaciones entre todo lo anterior. El lenguaje definido se llama SCL (*Substation Configuration Description Language*).

Las partes 7-3 y 7-4 continúan con la definición de objetos. En concreto en la parte 7-4 se han desarrollado unos cien modelos, mediante el empleo de más de dos mil atributos. La parte 7-3 define los atributos más comunes que aparecen en multitud de objetos.

Posteriormente, en las partes 8 y 9 se explica cómo aplicar estos conceptos abstractos para cada protocolo concreto mediante los denominados SCSM (*Specific Communication Service Mapping*).

La correspondencia entre el interfaz abstracto de comunicaciones y los protocolos concretos de comunicaciones se establece en las partes 8 y 9. En concreto en la parte 8 se dan los detalles para el bus de la subestación. Las partes 9-1 y 9-2 proporcionan una nueva correspondencia, esta vez para el bus de proceso. La captura de medidas en tiempo real, que hasta ahora venía haciéndose de forma analógica, se propone pasar a realizarla de forma digital,

empleando como tecnología base Ethernet, y fundamentalmente con fibra óptica. En concreto la parte 9-1 propone organizar la comunicación mediante enlaces unidireccionales, mientras que en la parte 9-2 se plantea la clásica arquitectura en bus.

2.4. Modelo de datos y servicios de la norma IEC61850

La norma IEC61850 describe un sistema tipo “cliente-servidor”, donde los “servidores” son principalmente los IEDs que realizan las funciones de protección, control, monitorización y medida de los equipos de la subestación y las líneas.

Por otra parte los “clientes” son los equipos que recogen o reciben la información de los servidores, básicamente las Unidades Centrales de Subestación.

Los principales objetivos de la norma en la definición de los buses de comunicaciones de la subestación son:

- Determinar qué datos están disponibles y cómo deben ser nombrados y descritos, proporcionando los mecanismos para que los IEDs sean autodescriptivos.
- Determinar cómo se pueden acceder a esos datos y cómo se pueden intercambiar entre diferentes dispositivos.
- Determinar cómo se conectan los distintos elementos en las redes de comunicaciones.

Para cumplir con estos objetivos, la norma contiene un modelo de datos orientado a objetos. Este modelo agrupa datos de acuerdo a las funciones habituales de un SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones).



2.5. Nodos lógicos

Las funciones mencionadas anteriormente han sido divididas en entidades más sencillas, en unos objetos denominados Nodos Lógicos (LN), que son capaces de realizar tareas simples completas. Dos ejemplos son los interruptores, que se modelan como nodos XCBR, o protecciones de sobreintensidad instantánea, que se modelan como nodos PIOC.

En el estándar se define un total de 92 nodos lógicos, divididos en 6 grupos principales:

- Nodos lógicos para las funciones de protección.
- Nodos lógicos para el control.
- Equipos físicos.
- Seguridad del sistema y de los equipos.
- Nodos lógicos relacionados con los equipos primarios.
- Nodos lógicos relacionados con los servicios del sistema.

Denominación	Grupo de nodo lógico	Funciones	Unidades
L	Nodos lógicos del sistema		3
P	Funciones de protección	PTOC, PIOC, PDIS, PDIF, etc	28
R	Funciones relacionadas con protecciones	RREC, RSYN, etc	10
C	Control supervisado	CSWI, CILO, CALH, CPOW	5
G	Funciones genéricas	GGIO, GAPC, GSAL	3
I	Interfase y archivo	IHMI, ITCI, IARC, ITMI	4
A	Control automático	ATCC, ANRC, ARCO AVCO	4
M	Medidores y Medidas	MMXU, MMTR, MHAI, MSQI	8
S	Sensores y monitorización	SIMG, SARCM, SPDC	4
X	Aparamenta	XCBR, XSWI	2
T	Transformadores de medida	TCTR, TVTR	2
Y	Transformadores de potencia	YPTR, YLTC, YEFN, YPSH	4
Z	Otros equipos	ZBAT, ZGEN, ZMOT, etc	15

TOTAL	92
-------	----

Tabla 6. Indicadores de Nodos Lógicos

Todos los nombres de los nodos lógicos empiezan con la letra indicadora del grupo al que pertenecen.

2.6. Atributos

Dentro de estos nodos lógicos se distribuyen los atributos (*Data Attributes*), parámetros, valores y datos necesarios en la operación de las funciones del SAS que a su vez, se dividen en diferentes clases (*Common Data Class*).

2.7. Dispositivos lógicos

Al final, el conjunto de nodos lógicos que describen funcionalidades completas (como por ejemplo protección, control, etc.) terminan formando parte uno o varios Dispositivos Lógicos (LD) dentro de un elemento físico (IED).

2.8. Acceso a al información

El acceso a la información contenida en los datos del modelo lo proporciona un conjunto de servicios estandarizados por la propia norma.

2.9. El protocolo IEC61850 y los mensajes GOOSE

Con la llegada de los relés digitales comunicables, se creó un tipo de arquitectura de comunicaciones en la que los protocolos estaban basados en comunicaciones serie y con modelos tipo maestro (Unidad Central de Subestación) - esclavo (Equipos de posición – IEDs). La unidad central interroga de manera cíclica a los equipos para obtener la información para el control de la subestación, así como para enviarla al despacho de telecontrol.

En el nuevo modelo de arquitectura IEC61850, los protocolos están basados en comunicaciones sobre redes Ethernet y los modelos son del tipo cliente -

servidor, permitiendo además las comunicaciones horizontales entre los distintos equipos (IEDs).

La transmisión de datos en una red de comunicaciones, entre los diferentes IEDs que la componen está estandarizada según las capas OSI (Open System Interconnection), donde describen el proceso de transmisión de los datos dentro de una red. Se trata de un modelo el cual plantea la comunicación en 7 niveles distintos. Este modelo pasó a ser el estándar internacional para las comunicaciones en red al ofrecer un marco de trabajo que permitía explicar el modo en que los datos se desplazaban dentro de una red. Cada nivel trata un aspecto específico de la comunicación proporcionando una interfaz al nivel superior.

En la figura 50 se muestran las diferentes capas OSI para la transmisión de datos.

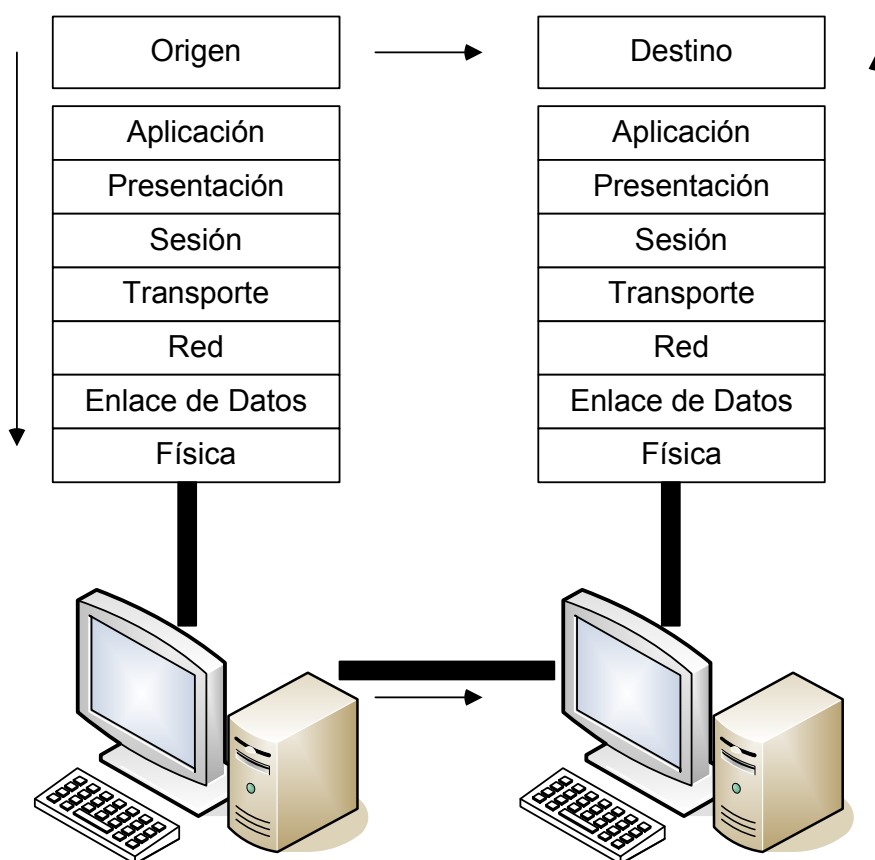


Figura 50. Capas OSI.

- **Capa Física (Capa 1):** La capa física del modelo de referencia OSI es la que se encarga de las conexiones físicas del ordenador hacia la red, en lo que se refiere al medio físico (óptico o eléctrico).
- **Capa de Enlace de Datos (Capa 2):** Cualquier medio de transmisión debe ser capaz de proporcionar una transmisión sin errores, un tránsito de datos fiable a través de un enlace físico. Por ello, los protocolos que operan en esta capa realizarán una comprobación de redundancia cíclica (CRC, Cyclical Redundancy Check) al final de cada trama. El CRC es básicamente un valor que se calcula tanto en el emisor como receptor. Si los dos valores CRC coinciden, significa que la trama se recibió correcta e íntegramente, y no sufrió error alguno durante su transferencia.
- **Capa de Red (Capa 3):** El cometido de esta capa de red es hacer que los datos lleguen desde el origen al destino, aún cuando ambos no estén comunicados directamente.
- **Capa de Transporte (Capa 4):** Su función básicamente es aceptar los datos enviados por las capas superiores, dividirlos en pequeñas partes si es necesario y pasarlos a la capa de red.
- **Capa de Sesión (Capa 5):** Esta capa establece, gestiona y finaliza las conexiones entre usuarios (procesos o aplicaciones) finales.
- **Capa de Presentación (Capa 6):** El objetivo de la capa de presentación es encargarse de la representación de la información, de manera que, aunque distintos equipos puedan tener diferentes representaciones internas de caracteres, números, sonido o imágenes, los datos lleguen de manera reconocible.
- **Capa de Aplicación (Capa 7):** Ofrece a las aplicaciones (de usuario o no) la posibilidad de acceder a los servicios de las demás capas y define los protocolos que utilizan las aplicaciones para intercambiar datos.



Uno de los mecanismos más novedosos que la norma define para la comunicación horizontal son los mensajes GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*).

Estos mensajes están pensados para transmitir información crítica entre IEDs dentro de la subestación. Lo que antes se hacía con cableado convencional ahora se hace con mensajes GOOSE. Teniendo en cuenta que la velocidad de transmisión de los mensajes es primordial, se define un perfil de mapeado específico para estos mensajes.

El modelo para el servicio de mensajes GOOSE es del tipo publicadores, suscriptores. Los mensajes se difunden en la red por parte de los publicadores y los IEDs que los necesitan se suscriben para recibir los mensajes.

2.10. Tecnología Ethernet para el estándar IEC61850

El estándar IEC61850 ha seleccionado la tecnología Ethernet como la más adecuada para el establecimiento de la red de comunicaciones que soportará sus funciones de automatización.

El equipo clave en una red Ethernet es el *switch* (conmutador). Un switch Ethernet se compone de un determinado número de puertos de comunicaciones a los que se conectan los equipos finales, en nuestro caso IEDs. Los puertos de comunicaciones de un switch pueden ser tanto de cobre, usando el conector

RJ45, como de fibra óptica, usando los nuevos conectores MT-RJ o LC, que constituyen la evolución natural de los conectores ST o SC, presentando mejores prestaciones y ocupando un menor espacio, lo cual permite disponer de switches Ethernet con una gran densidad de puertos de comunicaciones.

La principal función de un switch es la de conmutar las tramas Ethernet, a la mayor velocidad posible, entre los distintos puertos Ethernet que lo componen. Un switch Ethernet, al recibir una trama por uno de sus puertos, y tras comprobar la validez de la misma, decidirá a que puertos debe enviarla. Esta

decisión la realiza consultando su tabla interna de direcciones MAC, en la cual relaciona las direcciones MAC destino con cada uno de sus puertos físicos.

Si esta dirección MAC se encuentra en la tabla de direcciones, el switch enviará la trama única y exclusivamente por el puerto al que se encuentra asociado dicha dirección MAC. En el caso que dicha dirección no se encuentre en la tabla de direcciones MAC, el switch enviará la trama Ethernet por todos los puertos del switch a excepción del puerto por el que se recibió la trama original.

Es muy importante destacar que esta función de conmutación ha de realizarse a una velocidad tal que se permita a todos los puertos de comunicaciones del switch intercambiar las tramas Ethernet sin sufrir ningún tipo de bloqueo, transmitiendo y recibiendo tramas simultáneamente, a la velocidad máxima posible del puerto.

Además de esta función básica de conmutación de tramas Ethernet, un switch incorpora otras funciones que permiten:

- Establecer redes Ethernet complejas, con redundancias, en la que los elementos redundantes se encuentran en modo back-up, y sólo se activen en el caso que un elemento falle.
- Gestionar los equipos, conocer su estado y mandar alarmas en el caso de que ocurran una serie de eventos programados en los switches.
- Establecer una política de prioridades de tráfico atendiendo a la naturaleza del mismo, de forma que mensajes considerados críticos sean entregados en situaciones de congestión de red.
- Compartir una misma infraestructura física Red Ethernet entre los distintos servicios que dicha red puede transportar.
- Uno de los logros más importantes de la norma IEC61850 es la estandarización del modo de describir la configuración de las



subestaciones tanto en protección como en control. Se estandariza un lenguaje y diferentes tipos de ficheros a intercambiar entre las herramientas de especificación y configuración y entre éstas y los propios IEDs. Esta normalización permite, por primera vez, independizar el diseño de las herramientas y el diseño de los IEDs. Uno de los efectos más importantes es la posibilidad de que aparezcan, en el mercado de la automatización, fabricantes de software que compitan por suministrar herramientas de ingeniería no ligadas a ningún fabricante de equipos con el objetivo de darle un mayor valor añadido al usuario.

2.11. Lenguaje de descripción de la configuración de subestaciones

El lenguaje SCL es la herramienta que permite intercambiar las descripciones de las capacidades de los IEDs y las descripciones del sistema de automatización de la subestación entre las herramientas de ingeniería de IEDs y las herramientas de ingeniería del sistema de diferentes fabricantes.

El proceso de ingeniería de la subestación exige que el SCL sea capaz de describir la especificación funcional de la subestación, describir las capacidades de los IEDs que son utilizados y describir el sistema final configurado en todos sus detalles.

El estándar propone dos tipos de tareas a realizar por las herramientas de ingeniería:

- **Configuración de IED:** es específico del fabricante y debe ser capaz de importar y exportar ficheros SCL, así como proporcionar los ajustes específicos del IED y generar su fichero de configuración para cargarlo en el IED.
- **Configuración del Sistema:** Es independiente de los IEDs y debe ser capaz de importar y exportar ficheros SCL. Debe ser capaz también de leer el fichero de especificación del sistema para tomarlo como base del diseño o para compararlo con un diseño realizado.

El lenguaje SCL determina el uso de varios tipos de ficheros durante el proceso de ingeniería. Los principales son:

- **ICD (*IED Capability Descripción*)**: describe las capacidades de ingeniería y funcionalidades de un IED sin ninguna configuración concreta. Un IED que cumpla el estándar debe ir acompañado de su ICD.
- **SSD (*System Specification Description*)**: describe la especificación del sistema con el unifilar, las funciones de la subestación y los nodos lógicos que se necesitan.
- **SCD (*Substation Configuration Description*)**: describe el conjunto del sistema configurado con la información de los IEDs configurados, el subsistema de comunicaciones y la descripción de la subestación.
- **CID (*Configured IED Description*)**: describe la configuración completa de un IED dentro del proyecto concreto y toda la información necesaria para que el configurador del IED lo cargue sobre el IED.

2. PROTOCOLO IEC61850 EN LA SUBESTACIÓN LA CEREAL

De acuerdo a lo expuesto durante este capítulo las ventajas del protocolo IEC61850 es la comunicación de las protecciones de diferentes fabricantes por medio de mensajes GOOSE, mediante entradas y salidas comunicadas de cada una de las protecciones. En el caso de La Cereal a pesar de que los relés de protección son del mismo fabricante (Siemens) se implementó la comunicación de las diferentes protecciones con señales comunicadas utilizando la red Ethernet para la transmisión de datos.

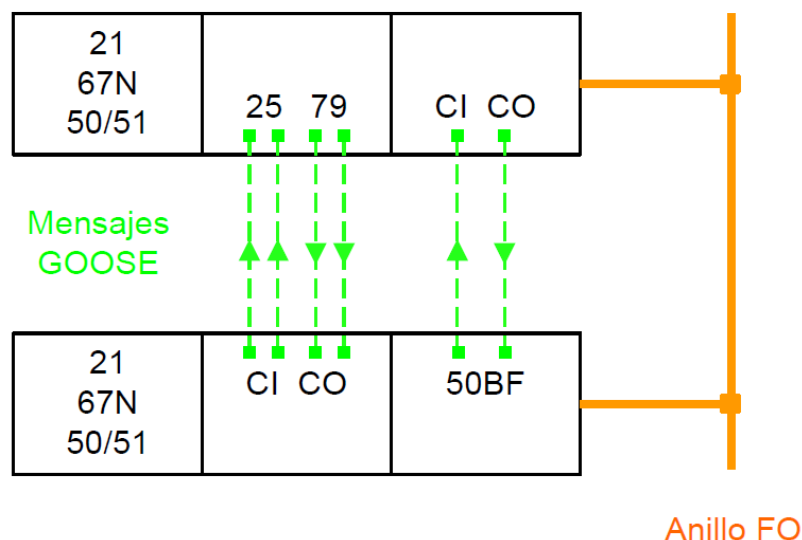


Figura 51. Transmisión de mensajes GOOSE.

Según se muestra en la figura, la comunicación entre la protección principal y de respaldo de una línea, se lleva a cabo mediante mensajes Goose, por medio de señales comunicadas que se transmiten a través de la red Ethernet, es importante resaltar que estas señales comunicadas se representan en la figura de una protección a otra, pudiéndose entender que estas están comunicadas físicamente (por cables), lo cual es erróneo ya que esta comunicación se realiza por medio de la red de comunicaciones de la subestación, según los modelos OSI explicados durante el desarrollo de este capítulo. Estas señales comunicadas representan una gran ventaja ya que evitan el cableado de dichas señales lo que permite una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado.

3. ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES DE LA SUBESTACIÓN LA CEREAL

Los niveles de control en los que se divide una subestación eléctrica mencionados anteriormente tienen que estar conectados entre sí por un sistema de comunicaciones. Estas redes de comunicación, de acuerdo con el estándar IEC61850, se basan en distintos switch Ethernet.

El sistema de control que se implantará en la subestación se basa en el sistema de automatización de subestaciones de Siemens mediante el cual se realizarán las operaciones de monitorización, supervisión y mando de los distintos dispositivos que componen la subestación. Además servirá para enviar la información que sea requerida por el despacho de control.

La topología del sistema de control será en anillo de fibra óptica con 2 Switches Ethernet. Cada Switch Ethernet dispondrá de puertos de fibra óptica y puertos eléctricos (RJ45) para cerrar el anillo y conectar la unidad de control central de la subestación (SICAM PAS) con la estación de trabajo del operador (IHM). Todos los equipos de protección y de control tienen un módulo integrado de doble fibra óptica que permite hacer el anillo mencionado, sin switches adicionales. Esta es una configuración de tolerancia a fallos n-1, lo que significa si se pierde una de las de protecciones o una unidad de control de posición conectada al anillo tendrá la plena disponibilidad del sistema, es decir que el sistema soporta una rotura de anillo.

A continuación se describirá la arquitectura de comunicación de la subestación La Cereal.

- La topología del sistema de control como se acaba de mencionar será en anillo de fibra óptica redundante con protocolo IEC61850 que constituye la red del sistema de supervisión y control de la subestación.
- En el armario de control de la subestación se conectará una unidad de control SICAM PAS que va a funcionar de gateway para la comunicación con sistemas exteriores. La unidad SICAM PAS será la encargada de implementar las comunicaciones con el centro de control mediante el protocolo IEC60870-5-101.
- Toda la información proveniente de la subestación será recibida y centralizada en los switch RSG2100, estos switch comunicarán por medio de la red Ethernet IEC61850 con cable RJ-45 con el centro de



control a través de la unidad SICAM PAS y al HMI (Human Machine Interface).

- Se instalará un HMI situado en la sala de control de la subestación que se comunicará con los equipos de la misma permitiendo la operación y monitorización de la aparamenta, acceso a alarmas y eventos del sistema, ajuste de relés, recogida de archivos de osciloperturbografía, almacenamiento histórico y permitirá la completa representación del equipamiento de la subestación. Este equipo se conectará a los anillos de control a través de dos switch RSG2100.
- Las funciones de la estación de ingeniería como el cambio de ajustes de protecciones se realizarán también desde el HMI.
- Las unidades de control de posición son equipos 6MD. Para cada posición de la subestación existe un 6MD para recoger la señalización y enviar los mandos necesarios en dicha posición. Todas las unidades de control estarán conectadas entre sí a través de fibra óptica obteniendo un primer anillo que irá conectado a los switch RSG2100.
- El segundo está compuesto por todas las protecciones principales y de respaldo de cada una de las posiciones de la subestación que estarán conectadas entre sí por medio de fibra óptica con los switch RSG2100 y que se conectará a los niveles superiores a través de la red Ethernet IEC61850 con cable eléctrico y conectores RJ-45.
- El regulador de tensión utilizado para el control automático de la tensión del lado de baja tensión del transformador con cambiador de tomas (OLTC) se encuentra situado en la posición del transformador del lado de alta, en el caso de este proyecto por tanto el regulador de tensión estará en el lado de 400kV quedando fuera del alcance de este proyecto.



- La sincronización del sistema se realiza mediante un GPS (Global Positioning System). Este GPS se conectará a los switch RSG2100 para sincronizar la red del sistema de control y protección. Este equipo será ubicado en el armario de control de la subestación.

En las figuras siguientes se muestra la arquitectura del sistema de control y protección de la subestación La Cereal descrito en este último punto.

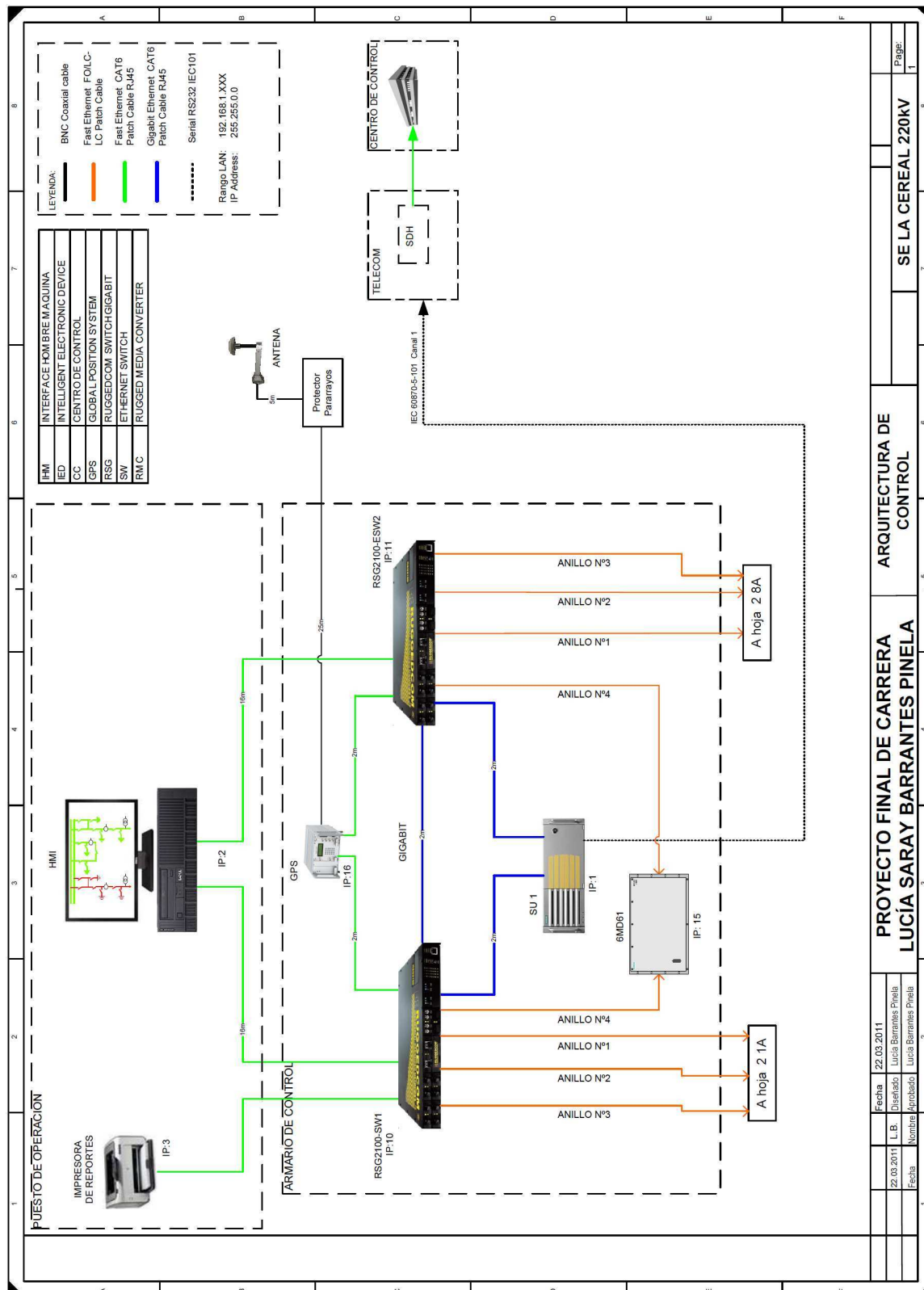


Figura 52. Arquitectura de comunicaciones del sistema de control.

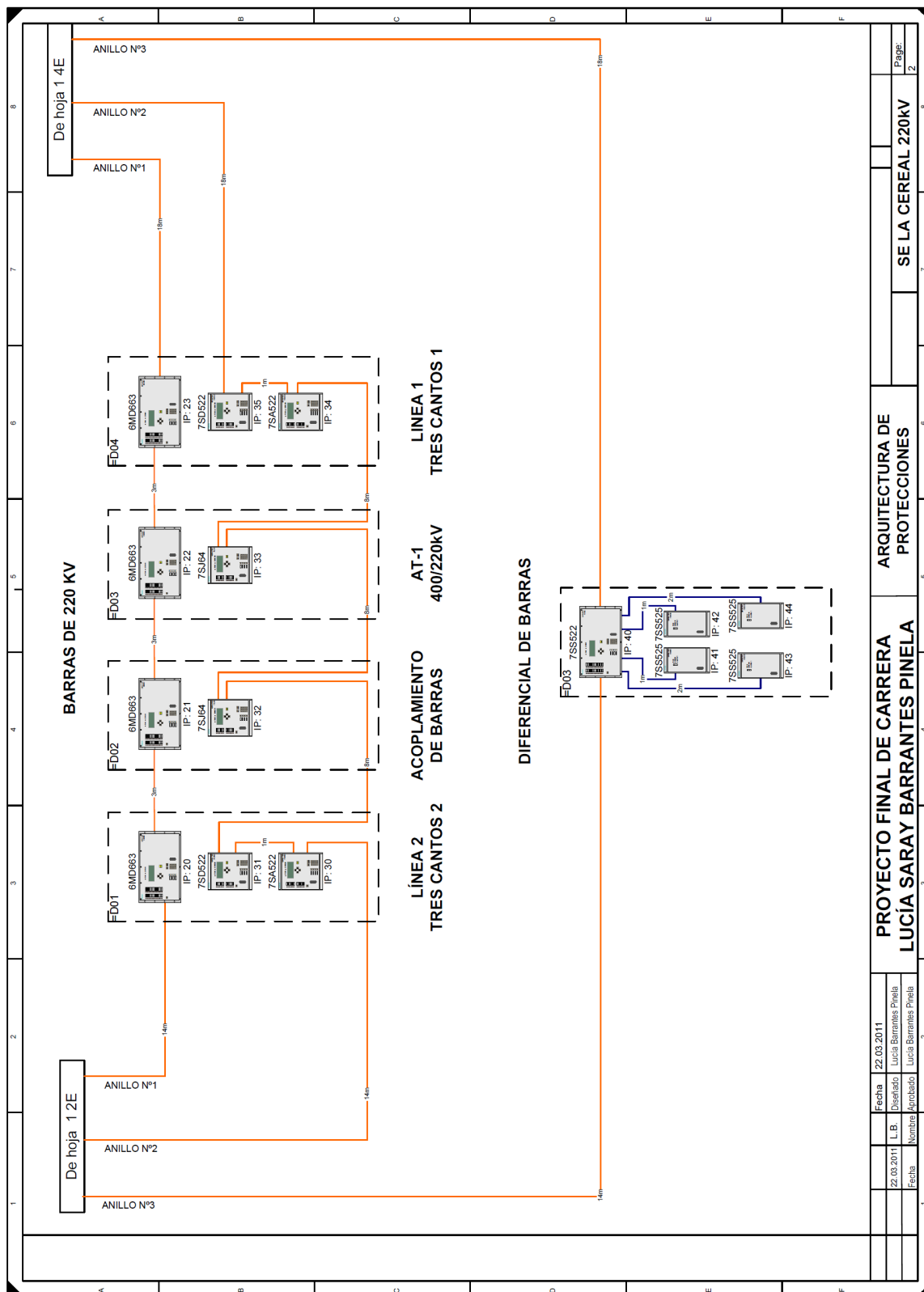


Figura 53. Arquitectura de comunicaciones del sistema de protección.



Capítulo 6

INGENIERÍA DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL

La ingeniería básica es fundamental para el desarrollo del proyecto. Partiendo de las especificaciones del cliente y del conocimiento de la instalación, se diseña el sistema de protección y control con la mayor relación prestación-precio posible.

Con permanente orientación al cliente, se aplicarán las más avanzadas tecnologías y se buscará siempre soluciones técnicas innovadoras.

En este capítulo se estudiarán todas las fases de la ingeniería para realizar un diseño adecuado del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. En los capítulos posteriores nos centraremos en lo desarrollado en este capítulo pero enfocado directamente a la subestación de La Cereal.

1. REVISIÓN DE LA OFERTA

Después del lanzamiento del proyecto se procede a la revisión de la oferta por los técnicos especialistas. Se trabaja con los documentos de la oferta, el contrato y los documentos técnicos del proyecto relacionados con el sistema de protección y control.

Los objetivos fundamentales de la revisión de la oferta son:

- Verificación de la solución técnica propuesta en todos sus aspectos.
- Verificación del cumplimiento de las especificaciones.
- Resolución de los comentarios técnicos pendientes.

Para todas las modificaciones a realizar se solicita la autorización del cliente, ya que pueden repercutir en el precio y el plazo de entrega.

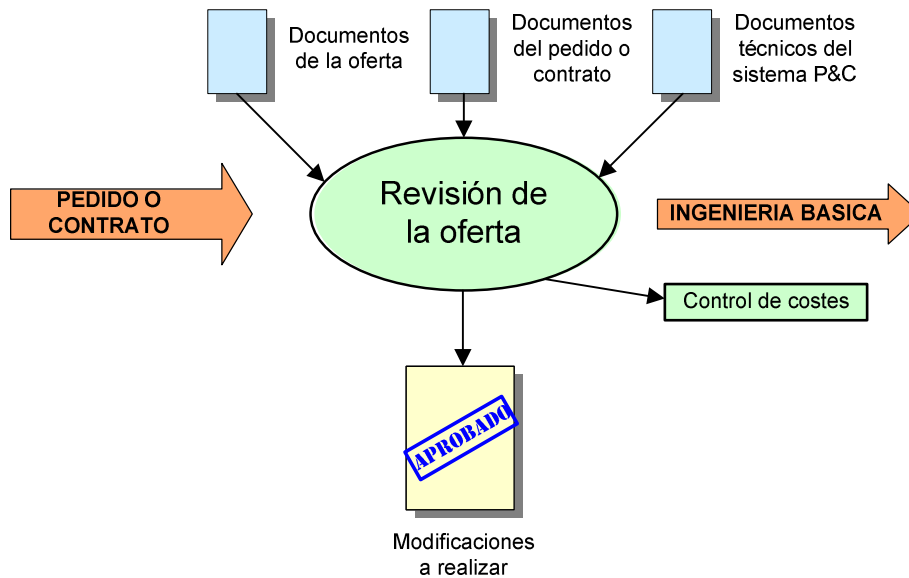


Figura 54. Esquema de realización de la revisión de la oferta.

2. LISTA DE EQUIPOS PRINCIPALES

En esta fase de la ingeniería básica, el cliente aportará documentación preliminar de los equipos de maniobra y de las máquinas eléctricas de la instalación. Pero para que se definan completamente los equipos principales se han de considerar la alimentación auxiliar, los circuitos de intensidad y tensión, las funciones de protección y control, el volumen de entradas / salidas, los puertos y protocolos de comunicaciones y los aparatos complementarios.

Las funciones de protección y control y el volumen de entradas / salidas se deducen de la documentación preliminar citada anteriormente, tras elegir la mejor solución, se elabora la lista de equipos principales teniendo siempre en cuenta las especificaciones requeridas por el cliente.

Antes de proceder al pedido de los equipos incluidos en la lista de equipos principales se solicitará aprobación al cliente.

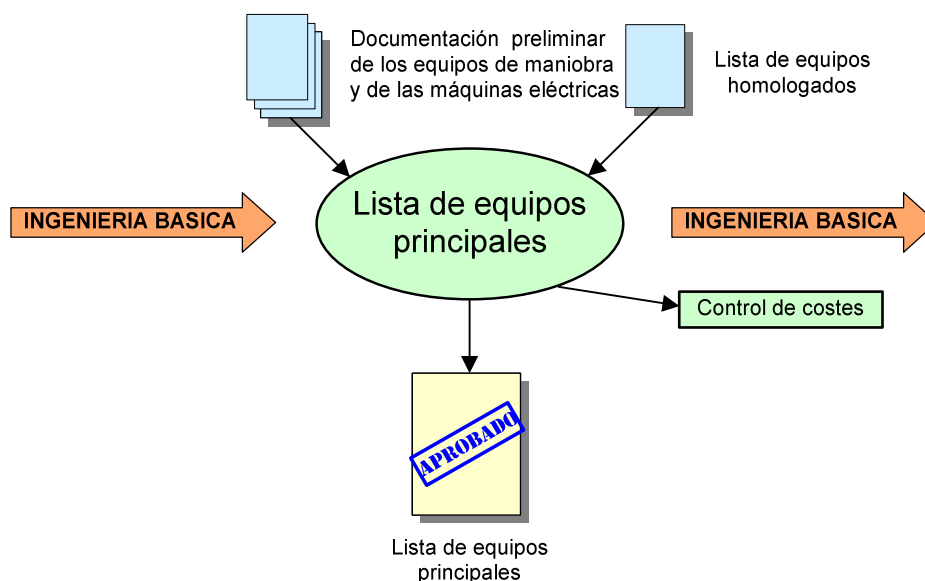


Figura 55. Esquema de realización de la lista de equipos principales.

3. DISPOSICIÓN DE ARMARIOS

Para que puedan cumplir su funcionalidad, todos los equipos que integran el sistema de protección y control tienen que ser montados y cableados en armarios. Ya en planta, estos armarios serán interconectados entre sí y con los demás sistemas de la instalación.

Los armarios presentan diferentes características constructivas dependiendo de su aplicación:

- En los paneles se montan los equipos en el frontal y se accede al cableado por la parte trasera.
- Los cuadros de servicios auxiliares pueden ser compartimentados y con módulos extraíbles.
- En los armarios con bastidor giratorio la puerta frontal es transparente y al abatir el bastidor en el que van montados los equipos se accede al cableado.

Los armarios que están incluidos en el alcance del suministro del sistema de protección y control se denominan propios, mientras que los armarios suministrados por proveedores de otros sistemas o equipamientos pero



interconectados con el sistema de protección y control se denominan armarios ajenos.

Los armarios forman indirectamente parte del sistema de protección y control y deben ser integrados en la ingeniería. En este sentido, el cliente proporcionará documentación preliminar suficiente de estos armarios para avanzar en el estudio de la interoperabilidad de todos los sistemas y equipamientos. Algunos de estos armarios ajenos son los de SSAA (Servicios Auxiliares) en CA (Corriente Alterna) y CC (Corriente Continua), de comunicaciones, contra incendios, entre otros.

Es necesario llevar a cabo determinadas pautas para alcanzar la disposición de armarios adecuada, en primer lugar se debe hacer un estudio de los planos que de la planta que son facilitados por el cliente, teniendo en cuenta:

- Instalaciones de maniobra: celdas de MT, GIS o parque de intemperie. Maquinas eléctricas: transformadores, transformadores de SSAA, condensadores reactancias, reactancias de puesta a tierra...
- Disposición de los edificios: edificio central, casas intermedias y casetas auxiliares.
- Galerías, canales y conductos de cables
- Localización de los servicios auxiliares

En segundo lugar se elabora la lista de armarios ajenos interconectados con el sistema de protección y control. Una vez terminada esta lista se elabora la de armarios propios, ha de tenerse en cuenta:

- En parques se estudiará la instalación de cajas de formación de intensidades y tensiones y la implantación de armarios de repartición o de control local.
- Para cada posición se establece si sus equipos de protección y control se disponen en un armario, varios o en un armario compartido.
- Determinar la disposición de los armarios de funcionalidad general.

Por último se realizará la distribución de los equipos principales y de los equipos complementarios en los frentes de los armarios, con los siguientes criterios generales:

- Los equipos con funciones de control deben ocupar el espacio preferente por visibilidad y accesibilidad.
- Las protecciones principales y secundarias ocuparán, por este orden los siguientes mejores lugares.
- Se reservará una posición adecuada para los selectores, conmutadores, pulsadores y lámparas de señalización.
- Los equipos complementarios se colocan habitualmente debajo de los principales.
- Se evita ocupar la zona inferior.

Antes de comenzar con la preparación de la documentación necesaria para la construcción de los armarios en taller, se solicitará aprobación al cliente de la disposición de armarios.

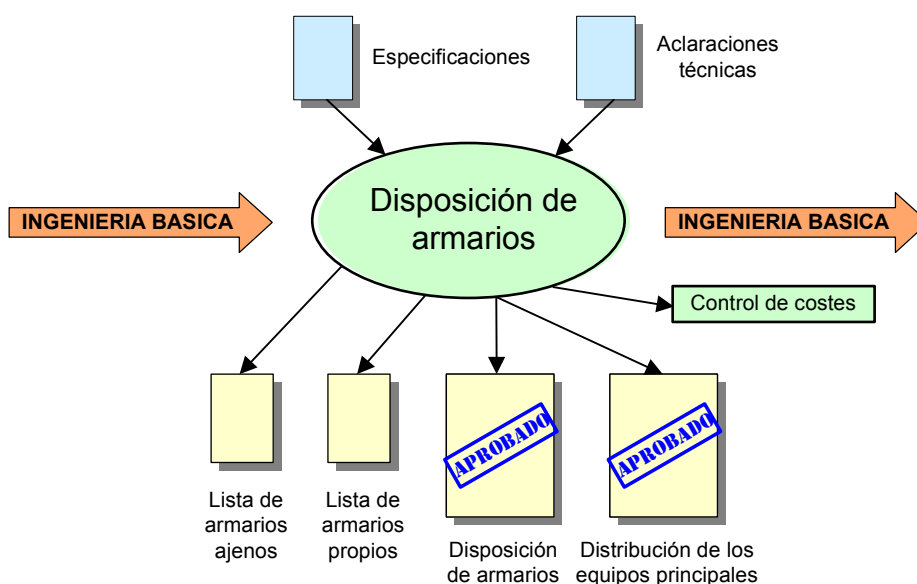


Figura 56. Esquema de realización de la disposición de armarios.



4. DIAGRAMAS UNIFILARES DETALLADOS

Tomando como punto de partida los unifilares actualizados en la revisión de la oferta y profundizando de acuerdo a las especificaciones en el diseño de los sistemas de protección y control se elaborarán los diagramas unifilares detallados, que deben incluir:

- Denominación y características de la aparamenta y de las máquinas eléctricas.
- Denominación y características de los transformadores de medida, de intensidad y tensión.
- Denominación y funciones activas de los equipos de protección y control.
- Circuitos de intensidad y tensión, los elementos de prueba y los magnetotérmicos de protección.
- Relés auxiliares relevantes, como pueden ser de disparo, de supervisión de los circuitos de disparo o de bloqueo.
- Convertidores y aparatos de medida
- Elementos relevantes de mando y señalización como selectores, conmutadores, pulsadores y lámparas.
- Equipos de teleprotección, teledisparo, teleseñalización y telemida con su denominación, funciones y características.
- Red de comunicaciones del sistema de protección y control, incluyendo los equipos principales y de respaldo, de sincronización horaria, anillos, buses y enlaces de comunicación indicando el medio físico, tipo de conductores y protocolo usado.

La actuación de los equipos de control, protecciones y relés auxiliares sobre la aparamenta, máquinas eléctricas y otros sistemas quedará reflejada de forma simplificada en los diagramas unifilares detallados.

Como documento fundamental de la ingeniería del sistema de protección y control, los diagramas unifilares detallados deben ser comentados por el cliente y actualizados hasta conseguir su aprobación.

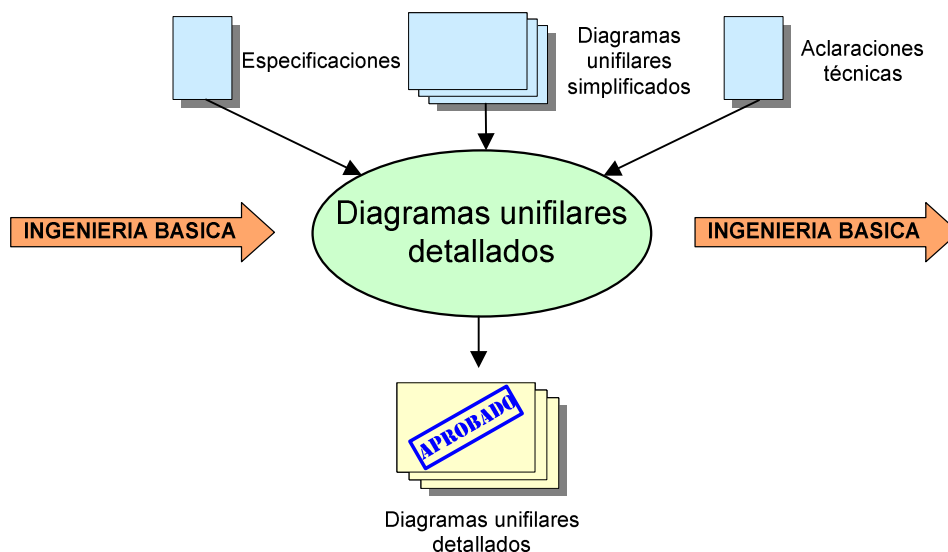


Figura 57. Esquema de elaboración de los diagramas unifilares detallados.

5. VERIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES

La verificación de transformadores consiste en comprobar que sus características nominales, tales como la relación de transformación, potencia, clase y factor de precisión, indicados en los diagramas unifilares detallados garantizan la correcta operación de las protecciones y la precisión requerida en las medidas realizadas por los equipos de control y los contadores de energía.

Para verificar los transformadores de medida de intensidad para protección, se calculará el factor de precisión efectivo como se explica en el capítulo ocho donde se realiza la comprobación del dimensionamiento de los transformadores de intensidad de la subestación La Cereal.

Para verificar los transformadores de medida de tensión para protección y control, se comprobará que la suma de las potencias de carga presentadas por todos los equipos conectados es inferior a la potencia nominal del transformador.

Con tiradas de cable muy largas, se comprobará la caída de tensión en el cable.

Si el resultado de la verificación de los transformadores de medida es positivo, el cliente tramitará su adquisición.

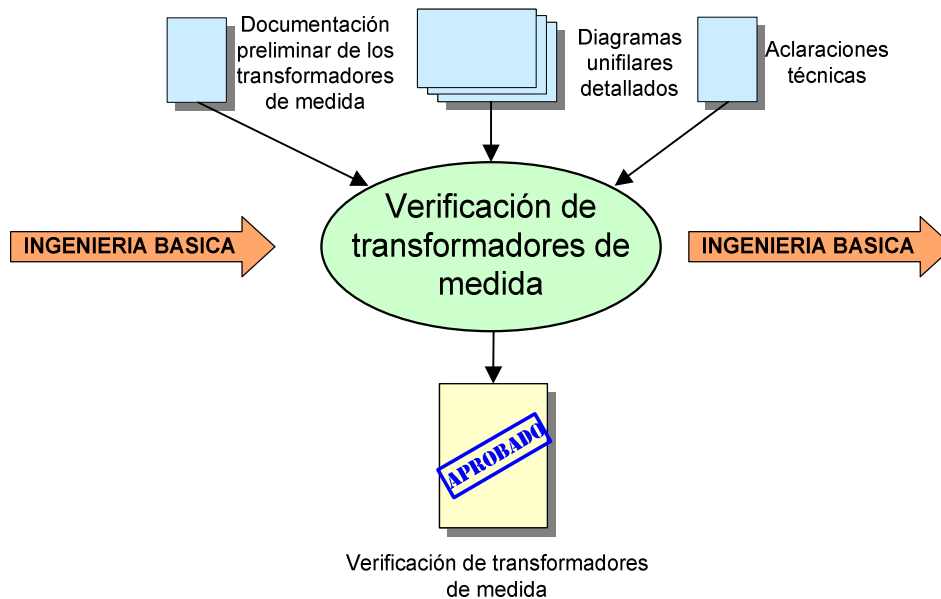


Figura 58. Esquema de la verificación de transformadores de medida.

6. ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES

Partiendo de la solución ofertada, observando las especificaciones y optimizando técnicamente su diseño, se elabora la arquitectura de comunicaciones del sistema de protección y control incluyendo:

- Centro de control o despacho de cargas del gestor de la red
- Unidad central del sistema de protección y control con su puesto de operación y/o su estación de ingeniería
- Equipos principales y complementarios con indicación de su denominación y funcionalidad
- Equipos de sincronización horaria, que son la unidad de gestión de tiempo y la antena GPS.
- Anillos, buses y enlaces de comunicaciones con indicación del medio físico, las características y tipo de conectores y protocolo utilizado.
- Denominación de los armarios del sistema de protección y control que acogen a los equipos principales y complementarios.

- Longitudes de los cables y fibras ópticas de comunicaciones, indicando si son para interior o exterior.

La arquitectura de la subestación La Cereal se define y describe en el capítulo anterior.

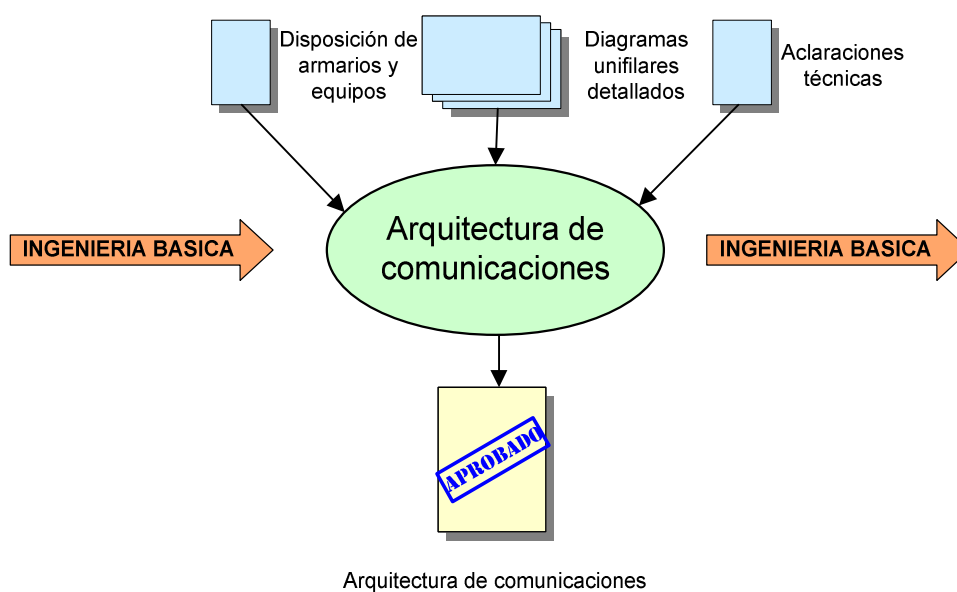


Figura 59. Esquema de elaboración de la arquitectura de comunicaciones.

7. CRITERIOS FUNCIONALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

En esta etapa de la ingeniería básica se diseña el sistema de protección estableciendo sus criterios funcionales. A partir de este diseño se realizarán los esquemas desarrollados y se configurarán y ajustarán los equipos de protección.

La ingeniería básica del sistema de protecciones se plasma en los siguientes documentos:

- **Criterios funcionales del sistema de protección.** Consiste en una explicación de los esquemas de protección diseñados, indicando las funciones de protección seleccionadas con su alcance, actuación e interacciones con otros equipos de protección.



- **Diagramas unifilares detallados.** En ellos se indican los circuitos de medida de intensidad y tensión, las funciones de protección y sus actuaciones más relevantes sobre los interruptores, otras protecciones y relés de disparo.
- **Diagrama de actuación de protecciones.** Son diagramas matriciales que representan la actuación completa de las funciones de protección sobre los interruptores, otras protecciones y relés de disparo sirviendo como base para la elaboración de los esquemas desarrollados.
- **Diagramas de lógica de protecciones.** Son diagramas lógicos básicos relacionados con las funciones de protección que representan la lógica que ha de implementarse en la configuración de los equipos de protección en forma de CFC's (*Continuous Function Chart*).
- **Lista de señales.** Las funciones de protección captan las magnitudes eléctricas mediante sus entradas de medida (M) e interactúan con los interruptores, otras protecciones y relés de disparo mediante sus entradas y salidas binarias (BI y BO). Si el protocolo de comunicaciones utilizado por el sistema de protección y control es el IEC61850, las protecciones y los equipos de control pueden intercambiar entre sí mensajes GOOSE que aportan un intercambio de información que se representa mediante entradas y salidas comunicadas (CI y CO). Por último las protecciones ponen a disposición de la unidad central del sistema, la información de protección (P).

Es necesario que se tengan en cuenta todas las funcionalidades que influyan en los diagramas de actuación, lógica de protecciones y lista de señales para el diseño del sistema de protecciones

Se comprobará en todo momento que el diseño del sistema de protección se ajusta a las especificaciones y a los criterios del cliente, que revisará los diagramas de actuación y la lógica de protecciones.

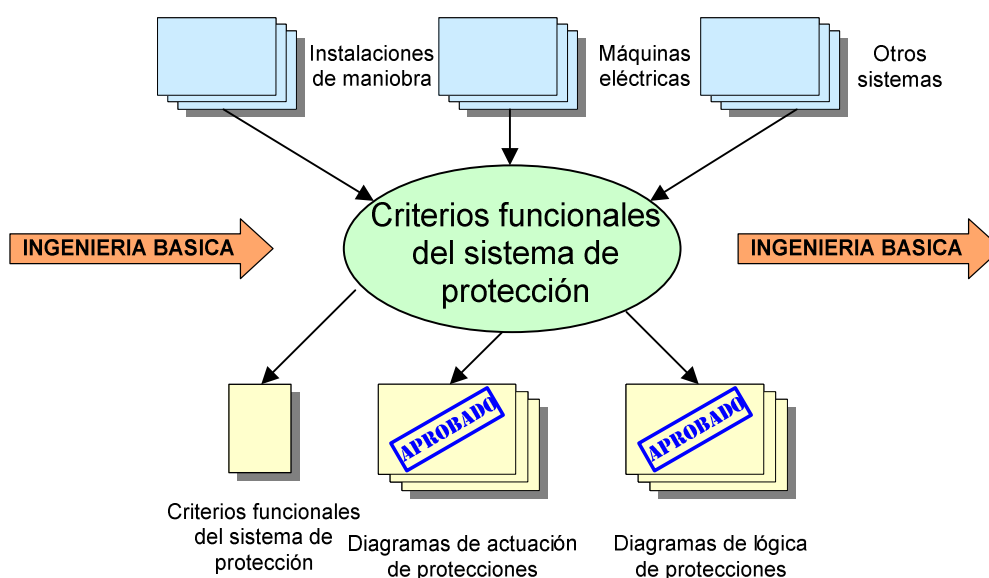


Figura 60. Esquema de los criterios funcionales del sistema de protección.

8. CRITERIOS FUNCIONALES DEL SISTEMA DE CONTROL

El desarrollo de las funciones de medida, mando y monitorización realizadas por el sistema de control requiere el estudio del equipamiento de la instalación eléctrica.

Por tanto en esta fase de la ingeniería básica, el cliente aportará la documentación definitiva de los armarios ajenos interconectados con el sistema de protección y control, se consideran los siguientes:

- Instalaciones de maniobra de MT, AT y MAT: celdas de MT, GIS, cajas de formación de intensidades y tensiones, interruptores y seccionadores.
- Máquinas eléctricas: transformadores, reactancias de puesta a tierra, reactores, condensadores, generadores, motores, transformadores, transformadores de servicios auxiliares y grupos electrógenos.
- Cuadros de servicios auxiliares: en corriente continua y alterna.
- Otros sistemas o equipamientos: contadores, sincronización, regulación, teleprotección, comunicaciones y contra incendios.



Adaptándose totalmente a la instalación eléctrica, se diseñan los circuitos de medida, mando y monitorización del sistema de control. A partir de este diseño se realizan los esquemas desarrollados y se configuran los equipos de control.

La ingeniería básica del sistema de control se expone en los siguientes documentos:

- **Criterios funcionales del sistema de control.** Consiste en una recopilación de las soluciones adoptadas para el control del equipamiento de la subestación eléctrica. Se estudiarán los circuitos de mando local y remoto de los equipos a controlar, así como el acoplamiento adecuado con otros sistemas. Es necesario que el diseño de control de algunos equipos críticos como interruptores, seccionadores, refrigeración y cambiador de tomas del transformador entre otros se lleve a cabo en colaboración con el cliente.
- **Diagramas unifilares detallados.**
- **Diagrama de niveles de mando.** Son diagramas matriciales que indican el tipo de señalización y de control disponible en cada punto de operación de interruptores, seccionadores y otros equipos a controlar, sirviendo de base para la elaboración de los esquemas desarrollados y la parametrización del sistema de control.
Los puntos de operación se ordenan de mayor a menor autoridad, quedando establecidos los niveles de mando, que para la subestación que es objeto de este proyecto se definieron en el capítulo cuatro.
- **Diagramas de lógica de control o tablas de enclavamientos.** En toda instalación de maniobra, el mando de interruptores y seccionadores está condicionado por sus propias características de operación y por el modo de operación de la subestación, siendo necesarios unos enclavamientos que garanticen el cumplimiento de estas condiciones de operación. Los enclavamientos deben ser implementados total o parcialmente en el

sistema de control. Se explica el análisis y los diagramas de lógica en el capítulo dos, en el que se describen también los enclavamientos de La Cereal.

El diseño de enclavamientos comienza con el estudio de los diagramas unifilares, las especificaciones del cliente, las características de operación de interruptores y seccionadores y el modo de operación de la subestación.

El resultado del estudio de los enclavamientos se plasma en los diagramas de lógica de control o en las tablas de enclavamientos, sirviendo de base para la elaboración de los esquemas desarrollados y las lógicas que se programan en los equipos de control.

- **Lista de señales.** En los equipos de control se reúnen las funciones de medida, mando, monitorización y registro. Eventualmente se incorporan otras funciones de control o protección como: verificación de sincronismo o protección de fallo de interruptor entre otras.

Una gran parte de las entradas binarias de los equipos de control se dedican a funciones de monitorización mientras que algunas salidas binarias se destinan a actuar sobre otros sistemas.

- **Diseño de las pantallas de operación.** Dado que son las pantallas de operación del sistema de control las que van a permitir al operador observar y manejar la instalación, en su diseño se tendrán en cuenta las especificaciones y normas del cliente final para la presentación del unifilar, la simbología asociada a los elementos de maniobra y organización y estructuración de las ventanas de diálogo, lista de eventos y alarmas.

Se preparará un modelo de las pantallas de operación que una vez aprobado por el cliente, servirá de base para la parametrización de la unidad central del sistema de control.

El avance en el diseño del sistema de protección y control puede requerir una actualización de su arquitectura cuya revisión deberá ser aprobada por el cliente.

Se comprobará en todo momento que el diseño del sistema de control se ajusta a las especificaciones y a los criterios del cliente que revisará los diagramas de niveles de mando y los diagramas de lógica de control o tablas de enclavamientos.

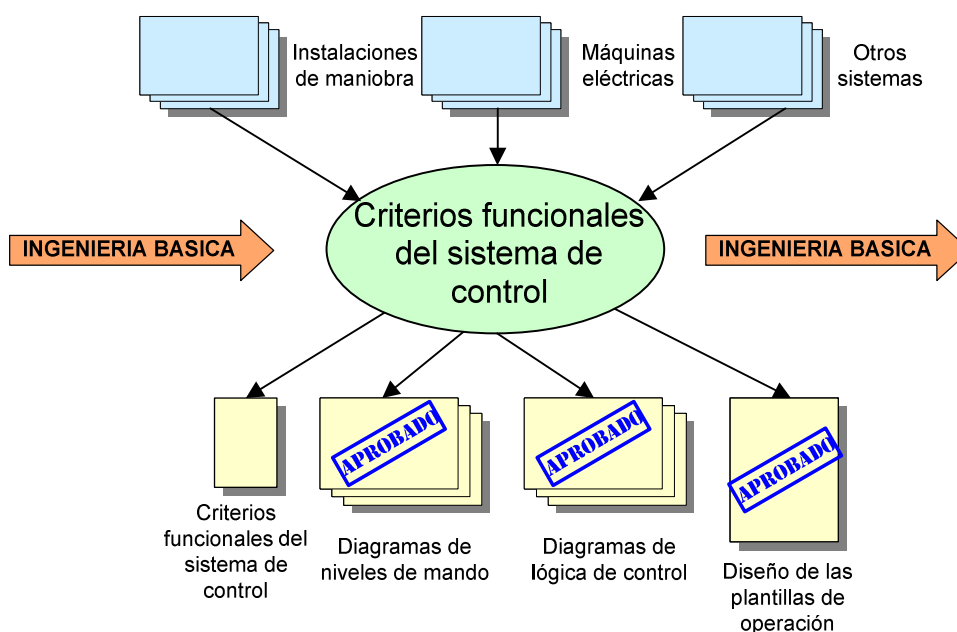


Figura 61. Esquema de los criterios funcionales del sistema de control.

9. DISEÑO DE LOS CIRCUITOS

Dentro de la ingeniería básica, el diseño preliminar de circuitos clave facilita el estudio y comparación de diferentes soluciones y ahorra tiempo en la elaboración de los esquemas desarrollados. Algunos de estos circuitos claves son los de medida de intensidad y tensión, de alimentación auxiliar en corriente continua y alterna, los circuitos de mando de interruptor, seccionadores, cambiadores de tomas y sistemas de refrigeración y los circuitos de disparo de primera y segunda bobina.

En este momento se establecen las características de los cables que se utilizarán en el cableado interno de los armarios y se confecciona una lista preliminar de material auxiliar. La denominación de “material auxiliar” se aplica al conjunto de equipos, aparatos y componentes a utilizar en el cableado de los armarios propios del sistema de protección y control para conseguir la funcionalidad requerida. Se considera material auxiliar desde interruptores magnetotérmicos o fusibles que protegen los circuitos de tensión auxiliar, relés auxiliares, listones de bornas entre otros.

De acuerdo con las especificaciones y los criterios del cliente, se establecen las características de los cables que se utilizarán en el cableado interno de los armarios del sistema de protección y control, considerando sus propiedades, tipo, sección y color para los diferentes circuitos de medida de intensidad y tensión, alimentación auxiliar de CA y CC, disparo, mando y señalización.

En los esquemas desarrollados se indicará el tipo, sección y color del cable a utilizar en cada conexión interna de los armarios.

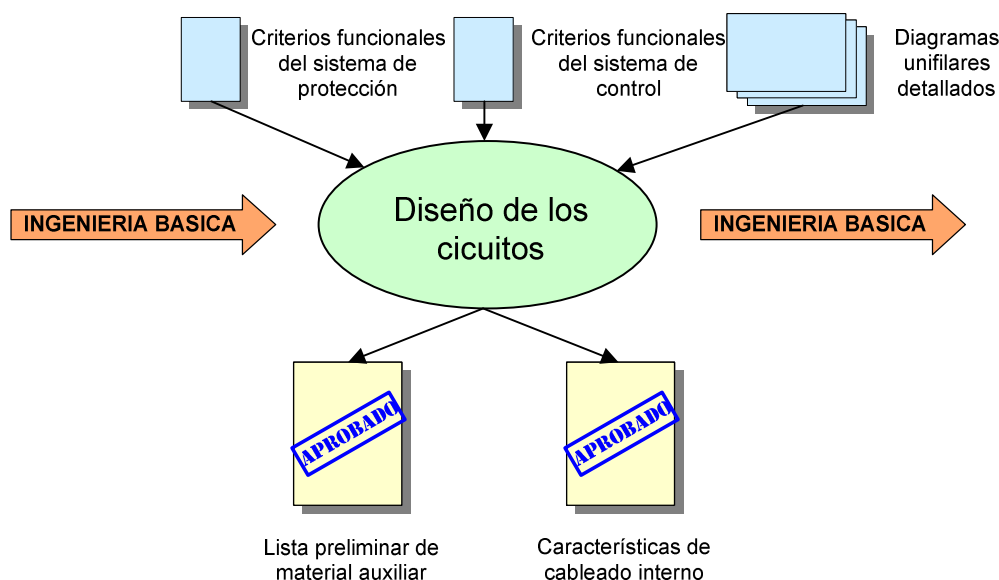


Figura 62. Esquema del diseño de los circuitos.



10. DISEÑO DE LAS INTERCONEXIONES

Completado el diseño de los circuitos y asegurada su interoperabilidad, el planteamiento de las interconexiones clave, dentro de la ingeniería básica, aporta las siguientes ventajas:

- Optimiza el tendido de cables buscando las mejores rutas y facilitando los trabajos de cableado entre armarios.
- Proporciona la información necesaria para completar los esquemas desarrollados y elaborar las listas de cableado.
- Genera una lista preliminar de cables en las que se indican sus características y se estiman los metros necesarios.
- Sirve de documentación base para la realización de los cálculos de las secciones de los conductores.

La planificación de las interconexiones requiere el estudio de los planos de disposición en planta de la instalación, facilitados por el cliente, teniendo en cuenta:

- Ubicación de todos los armarios, propios y ajenos, relacionados con el sistema de protección y control.
- Galerías, canales y conductos de cables.
- Localización de los servicios auxiliares.

Los diagramas de interconexión indican de forma simplificada la ruta entre armarios a seguir por los cables pertenecientes a un mismo circuito, se agrupan por los circuitos a los que pertenecen como alimentación auxiliar de CC y CA o tensiones de medidas de barras.

De acuerdo con las especificaciones y los criterios del cliente, se definen las características de los cables que se utilizarán en la interconexión de todos los armarios propios y ajenos, relacionados con el sistema de protección y control, considerando sus propiedades, tipo, número de conductores, sección y se estiman los metros necesarios de cada referencia para el cableado completo del sistema.

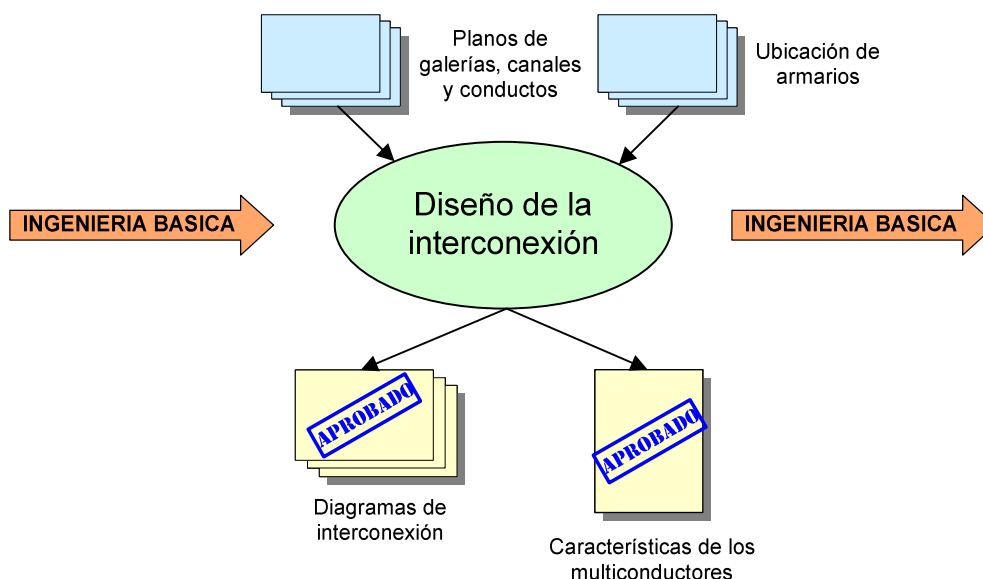


Figura 63. Esquema del diseño de las interconexiones.

11. LISTA DE SEÑALES

La lista de señales es una recopilación ordenada de todas las informaciones procesadas por el sistema de protección y control. En ella se establece el origen y el destino de cada información como base para la configuración de equipos y permitiendo el análisis del flujo de información.

El manejo de estas informaciones en formato de lista aporta una visión general y estructurada del sistema y garantiza el volumen de información necesario.

La revisión definitiva de la lista de señales aprobada por el cliente constituye el documento básico tanto para la elaboración de los esquemas desarrollados de los armarios como para la configuración de los equipos del sistema de protección y control garantizándose así su correspondencia.

En función de los equipos que integran el sistema, la lista de señales se estructura por nivel de tensión, posiciones, equipos de control y protección.

Existen flujos de información clave, que son:



- La información generada por la aparamenta de la instalación y el equipamiento de las máquinas eléctricas es captada por los equipos de control, enviada a la unidad central de control y presentada en las pantallas del puesto de operación.
- La información generada por las funciones de protección y control es enviada a la unidad central de control y presentada en las pantallas del puesto de operación.
- De toda la información procesada por la unidad central de control, el volumen seleccionado es enviado al despacho.
- Los comandos generados en el despacho o en el puesto de operación son ejecutados por los equipos de control sobre la aparamenta de la instalación y el equipamiento de las máquinas eléctricas.

Dada que la información presentada en las pantallas del puesto de operación se estructura en diferentes listados que son eventos, alarmas, arranques y disparos, en la lista de señales se indica el listado al que pertenece cada información.

Las informaciones relevantes procesadas por los equipos de protección y control serán asignadas a los LED's indicados en la lista de señales.

Como documento fundamental de la ingeniería del sistema de protección y control la lista de señales debe quedar actualizada con la incorporación de las modificaciones surgidas durante la elaboración de los esquemas desarrollados y la configuración de los equipos.

La lista de señales de La Cereal se ha incluido en el capítulo nueve.

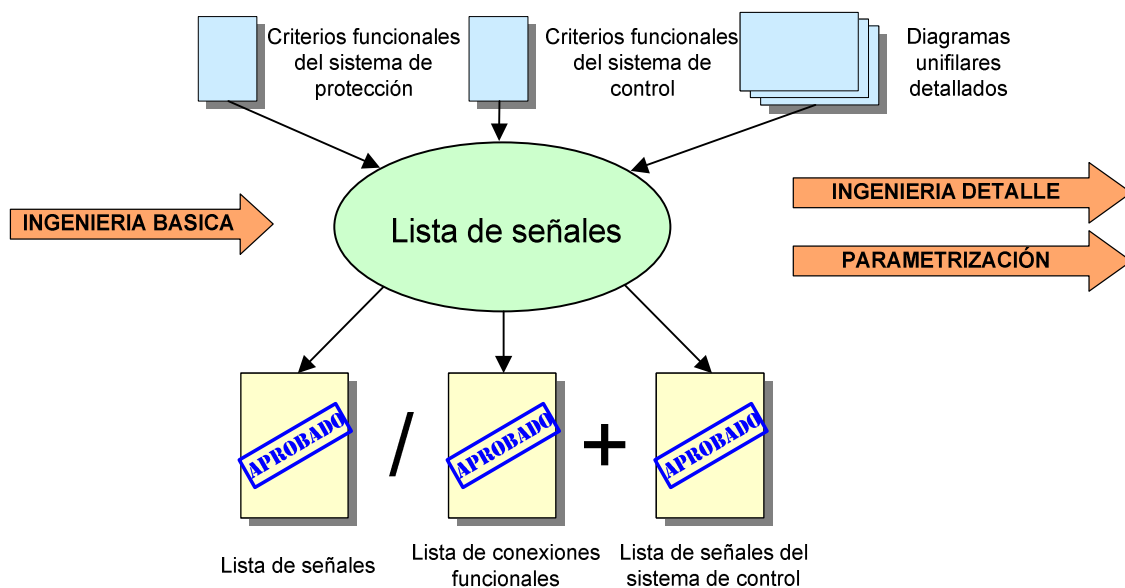


Figura 64. Esquema de la elaboración de la lista de señales.



Capítulo 7

LISTA DE EQUIPOS PRINCIPALES Y DISPOSICIÓN DE ARMARIOS DE LA CEREAL

Uno de los primeros pasos de la ingeniería del sistema de protección y control es la elaboración de la lista de equipos, ya que es necesario saber los equipos que hay instalados en la subestación y las funciones que tienen. La disposición de estos equipos en los armarios de protección y control también es necesaria a la hora del diseño de interconexiones o al elaborar la lista de material auxiliar. Estos dos puntos se desarrollarán a lo largo de este capítulo.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

A continuación se hace una descripción general de cada equipo que se instalarán en la subestación para posteriormente hacer una lista estructurada por posiciones con las características específicas de los equipos escogidos.

En el siguiente capítulo se expone como estos equipos están conectados entre sí y con el sistema de control en los esquemas detallados de protección y control.

1.1. Equipo Diferencial de Línea – SIEMENS SIPROTEC 7SD522

El relé 7SD5 es una protección multifuncional que combina protección diferencial, de distancia y funciones de control. Está diseñado para todos los niveles de tensión y potencia, para sistemas alimentados por uno o los dos extremos y con el neutro aislado, puesto a tierra o compensado.

Las funciones de control implementadas permiten al usuario realizar las tareas de control de unidades de conmutación mediante: el teclado integrado, las entradas binarias, software DIGSI o a través del sistema de control.



La protección dispone de un interfaz de servicio RS232 (V24) situado en el frontal, adicionalmente el equipo puede disponer de otro puerto de este tipo en la parte trasera en este caso puede ser RS232 o RS485, estos puertos permiten la conexión a un MODEM o un ordenador mediante DIGSI, programa para la parametrización y análisis de eventos almacenados en el relé. También en la parte trasera se encuentra el puerto para la conexión con el sistema de control y otras protecciones RJ45/LC, el puerto PDI para transmisión de información con otros equipos de protección y por último el puerto de sincronización de tiempo, mediante una fuente de sincronización externa.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display y teclado situado en el frontal, dispone también de 4 teclas de función libremente asignables y 14 LEDs indicadores parametrizables.

La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) que a la vez delimitan la zona de protección y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

Algunas de las características de la protección como el número de entradas y salidas binarias, nivel de tensión auxiliar pueden ser elegidas en función de las necesidades de la instalación al igual que las funciones de protección opcionales que se describen a continuación.

Funciones incluidas

- Protección diferencial selectiva para cables y líneas (87).
- Protección de sobrecarga con característica térmica (49).
- Protección de sobreintensidad de fases y tierra que puede actuar como protección de emergencia o reserva, se pueden definir hasta un total de cuatro escalones para la protección de fases y cuatro para la de neutro,

tres de ellos son de tiempo definido y el otro de tiempo inverso.(50/50N/51/51N)

- Protección contra fallo de interruptor (50BF).
- Teleprotección (85).
- Teledisparo.
- Protección de bloqueo (86).
- Transmisión digital de datos de protección al terminal opuesto mediante fibra óptica o redes de comunicaciones digitales.
- Funciones de supervisión, incluido supervisión del circuito de disparo (74TC).
- Registro cronológico de los ocho últimos eventos.
- Transferencia de datos para perturbografía con un rango máximo de tiempo de 15 segundos.

Funciones opcionales

- Localizador de falta.
- Protección de distancia para fases y tierra independiente con característica cuadrilateral y MHO (21/21N).
- Detección de oscilación de potencia por medio de la medida de la velocidad de variación del vector impedancia. Seleccionable entre bloqueo y disparo por pérdida de sincronismo. (68, 68T)
- Protección de sobreintensidad faltas a tierra que puede ser direccional o no direccional con tres escalones de tiempo definido y uno de tiempo inverso con curvas seleccionables (50N/51N/67N). Es selectiva por fase y otorga coordinación con el reenganchador (79).
- Protección de sobreintensidad de emergencia para fases y neutro con selección de dos escalones de tiempo definido y uno de tiempo inverso.
- Función de verificación de sincronismo (25).
- Protección contra conexión bajo falta (50HS).
- Protección de sobre/sub - tensión (59/27) y protección de sobre/sub - frecuencia (81O/U).
- Compensación de líneas paralelas.



Figura 65. Equipo SIPROTEC 7SD522.

1.2. Equipo de Distancia – SIEMENS SIPROTEC 7SA522

El equipo digital 7SA522 es una protección de distancia con funciones de control integradas. Su aplicación principal es la protección de líneas aéreas y cables, para redes de muy alta tensión con neutro aislado, puesto a tierra o compensado.

La protección dispone de un interfaz de servicio RS232 (V24) situado en el frontal, adicionalmente el equipo puede disponer de otro puerto de este tipo en la parte trasera en este caso puede ser RS232 o RS485, estos puertos permiten la conexión a un MODEM o un ordenador mediante DIGSI, programa para la parametrización y análisis de eventos almacenados en el relé. También en la parte trasera se encuentra el puerto para la conexión con el sistema de control y otras protecciones RJ45/LC, el puerto PDI para transmisión de información con otros equipos de protección y por último el puerto de sincronización de tiempo, mediante una fuente de sincronización externa.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display y teclado situado en el frontal, dispone también de 4 teclas de función libremente asignables y 16 LEDs indicadores parametrizables.

La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) que a la vez delimitan la zona de protección y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El

tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

Algunas de las características de la protección como el número de entradas y salidas binarias, nivel de tensión auxiliar pueden ser elegidas en función de las necesidades de la instalación al igual que las funciones de protección opcionales que se describen a continuación.

Funciones de protección

- Protección de distancia para fases y tierra independiente con característica cuadrilateral y/o MHO (21, 21N).
- Localizador de distancia a la falta.
- Teleprotección (85).
- Teledisparo.
- Transmisión digital de datos de protección al terminal opuesto mediante fibra óptica o redes de comunicaciones digitales.
- Funciones de supervisión, incluida la supervisión del circuito de disparo (74TC).
- Función de bloqueo integrada (86).
- Registro cronológico de los ocho últimos eventos.
- Transferencia de datos para perturbografía con un rango máximo de tiempo de 15 segundos.

Funciones opcionales

- Oscilación de potencia por medio de la medida de la velocidad de variación del vector impedancia. Seleccionable entre bloqueo y disparo por pérdida de sincronismo (68, 68T).
- -Protección de sobreintensidad de emergencia para fases y neutro con selección de dos escalones de tiempo definido y uno de tiempo inverso.
- Protección de sobreintensidad faltas a tierra que puede ser direccional o no direccional con tres escalones de tiempo definido y uno de tiempo

inverso con curvas seleccionables (50N/51N/67N). Es selectiva por fase y otorga coordinación con el reenganchador (79).

- Protección contra fallo de interruptor (50BF).
- Protección de sobre/sub - tensión (59/27).
- Protección de sobre/sub - frecuencia (81O/U).
- Función de verificación de sincronismo (25).
- Compensación de líneas paralelas.



Figura 66. Equipo SIPROTEC 7SA522.

1.3. Equipo de Sobrecorriente – SIEMENS SIPROTEC 7SJ64

El equipo digital 7SJ64 es una protección multifuncional con funciones de protección, control y mando para las salidas de barras. Su aplicación principal es protección principal o de reserva de líneas, transformadores y generadores, también tiene aplicación como protección de motores asíncronos de cualquier dimensión. Está diseñado para sistemas de todos los niveles de tensión, alimentados por uno o los dos extremos y con el neutro aislado, puesto a tierra o compensado.

La protección dispone de un interfaz de servicio RS232 (V24) situado en el frontal, adicionalmente el equipo puede disponer de otro puerto de este tipo en la parte trasera en este caso puede ser RS232 o RS485, estos puertos permiten la conexión a un MODEM o un ordenador mediante DIGSI, programa para la parametrización y análisis de eventos almacenados en el relé. También en la parte trasera se encuentra el puerto para la conexión con el sistema de control y otras protecciones RJ45/LC, el puerto PDI para transmisión de

información con otros equipos de protección y por último el puerto de sincronización de tiempo, mediante una fuente de sincronización externa.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display, teclado situado en el frontal, dispone también de 3 teclas de función libremente asignables, y 6 ó 14 LEDs indicadores parametrizables. El equipo integra una llave de conmutación local - remoto y otra de servicio normal - prueba.

La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) que a la vez delimitan la zona de protección y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

Algunas de las características de la protección como el número de entradas y salidas binarias, nivel de tensión auxiliar pueden ser elegidas en función de las necesidades de la instalación al igual que las funciones de protección opcionales que se describen a continuación. Este equipo dispone a parte de las funciones generales, once paquetes de funciones de protección específicas para los diferentes casos de aplicación y otras funciones adicionales que hay que añadir independientemente del paquete elegido. A continuación se describen las funciones generales y opcionales.

Funciones implementadas en la totalidad de las versiones

- Protección de sobreintensidad trifásica de fases (50/51).
- Protección de sobreintensidad de neutro calculada y medida independientemente (50N/51N).
- Protección de sobrecarga por imagen térmica (49).
- Protección contra carga desequilibrada (46).
- Control de subintensidad (37).
- Dirección de la secuencia de fases (47).
- Protección sobretensión homopolar (59N/64).

- Protección de fallo de interruptor (50BF).
- Funciones de supervisión, incluida la supervisión del circuito de disparo (74TC).
- Función de Bloqueo y rearme (86).
- Registro cronológico de los ocho últimos eventos.
- Transferencia de datos para perturbografía con un rango máximo de tiempo de 20 segundos.
- Contador de horas en servicio.

Funciones opcionales, fuera de los paquetes

- Función de verificación de Sincronismo (25).
- Función de reenganche (79).
- Localización de la distancia a la falta (21FL).



Figura 67. Equipo SIPROTEC 7SJ64.

1.4. Equipo de Control de Posición – SIEMENS SIPROTEC 6MD663

El equipo digital 6MD663 es un módulo de entradas/salidas con funciones de control. Su aplicación principal se encuentra en las redes de alta tensión para permitir realizar el control local del interruptor y los seccionadores que forman una posición. Las redes pueden ser de tipo aislada, compensada, o puesta a tierra con baja resistencia.

Las funciones de control permiten al usuario realizar las tareas de control de hasta 10 unidades de conmutación máximo mediante: el teclado integrado, las

entradas binarias, DIGSI o un sistema de control. El estado de los equipos principales y de los elementos auxiliares será comunicado al relé en forma de entrada binaria, de este modo podrá detectar e indicar la posición abierto, cerrado o posición intermedia. Con la ayuda de una autoridad de conmutación es capaz de determinar si el comando de control es permitido en modo remoto, local o no disponible.

Dispone de un interfaz de servicio RS232 (V24) situado en el frontal, adicionalmente el equipo puede disponer de otro puerto de este tipo en la parte trasera en este caso puede ser RS232 o RS485, estos puertos permiten la conexión a un MODEM o un ordenador mediante DIGSI, programa para la parametrización y análisis de eventos almacenados en el relé. También en la parte trasera se encuentra el puerto para la conexión con el sistema de control y otras protecciones RJ45/LC, el puerto PDI para transmisión de información con otros equipos de protección y por último el puerto de sincronización de tiempo, mediante una fuente de sincronización externa.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display y teclado situado en el frontal, dispone también de 4 teclas de función libremente asignables y 14 LEDs indicadores parametrizables.

La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

El número de entradas y salidas binarias y tensión auxiliar son algunas de las características que pueden ser elegidas en función de las necesidades de la instalación.

Funciones de control

El equipo 6MD663, tiene capacidad para maniobrar hasta 6 aparatos de mando vía entrada binaria, teclado integrado, sistema de control de subestaciones integrado o software DIGSI.

El estado de los equipos principales así como de los elementos auxiliares será comunicado al equipo 6MD63 vía entrada binaria, de este modo el equipo podrá detectar e indicar las posiciones Abierto, Cerrado.

Mediante la ayuda de una autoridad de conmutación, es posible determinar si un comando de control es permitido de modo remoto, local o no disponible.



Figura 68. Equipo SIPROTEC 6MD663.

1.5. Equipo de Diferencial de Barras – SIEMENS SIPROTEC 7SS52

El equipo 7SS52 es una protección diferencial de barras descentralizada con protección contra fallo de interruptor que consta de una unidad de campo en cada posición, estas se conectan mediante fibra óptica a la unidad central de control que gobierna sobre ellas. Disponen de un puerto de servicio en la parte frontal del equipo para conexión a PC y programación mediante DIGSI. Adicionalmente la unidad central dispone en la parte trasera de un puerto de servicio para conexión a PC, un puerto de sistema para conexión al sistema de control y un puerto de sincronización de tiempo, que se llevará a cabo mediante una fuente de sincronización externa.

Su implementación puede tener lugar en subestaciones con todo tipo de disposición de barras y tienen capacidad para controlar hasta un máximo de 48 posiciones, 16 acoplamientos y 12 secciones de barras.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display y teclado situado en el frontal, también dispone de LEDs indicadores, la unidad central consta de 34 y las unidades de campo varían en función del equipo seleccionado.

La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

Algunas de las características de la protección como nivel de tensión auxiliar o los protocolos utilizados en los puertos se pueden elegir para que el equipo se adapte lo mejor posible a las necesidades del sistema.

1.6. Unidad de control – SIEMENS SICAM PAS

El SICAM PAS es un sistema para la automatización y telecontrol de subestaciones abierto y modular, para todos los niveles de tensión. Realiza tareas de telecomunicación y supervisión. Realiza bases de datos con los registros de los eventos y las alarmas.

La unidad básica incluye rack de 19", módulo de CPU, módulo de alimentación y 17 ranuras más para ampliaciones de capacidad. En función de las tareas a realizar los componentes básicos se pueden ampliar con un receptor de señal para GPS, módulos de comunicación o módulos de interfaz.

1.7. Relé Auxiliar – SIEMENS SIPROTEC 7PA30

El relé auxiliar 7PA30 es utilizado en instalaciones en las que es necesaria una supervisión continua de los circuitos de disparo por fase del interruptor. Su

funcionamiento es simple y su esquema de operación viene representado en la siguiente figura:

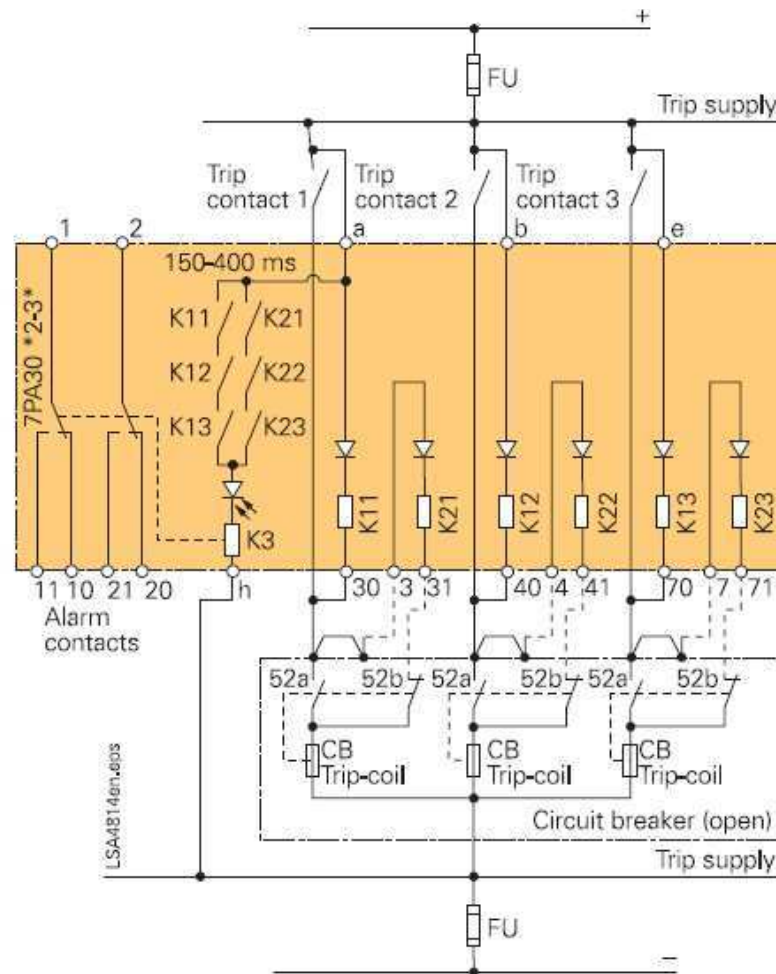


Figura 69. Esquema de funcionamiento del relé 7PA30.

2. LISTA DE EQUIPOS Y FUNCIONES POR POSICIÓN DE LA CEREAL

Tomando como base la documentación preliminar de los equipos de maniobra y de las máquinas eléctricas de la subestación se deducen las funciones de protección que se escogerán para cada típico de posición de la subestación. Por su puesto todos tienen una unidad de control de posición que recibe el estado de los equipos de alta tensión y gestiona todas las señales referentes a los magnetotémicos de alimentación de circuitos entre otras.

Para las posiciones de las líneas, se escoge como protección principal un equipo con función diferencial de línea (87L) y como protección de respaldo uno de distancia (21), en el otro extremo de la línea se instalarán dos equipos equivalentes a estos con los que se configurará la coordinación de disparos para que el sistema sea lo más selectivo posible.

En la posición del autotransformador se ha escogido como protección principal un equipo de sobrecorriente con función direccional y no direccional (50/51, 50N/51N, 67/67N), como protección secundaria se considera la protección diferencial de transformador (87T) que está fuera del alcance de este proyecto ya que está instalada en el lado de alta tensión del transformador. En esta posición se tienen que tener en cuenta también las protecciones internas del transformador que provocarán disparo tanto al interruptor del lado de alta como de baja tensión. Estas protecciones vienen ya cableadas hasta el armario terminal de conexiones, desde el cual por medio de contactos se llevará tanto el disparo como las alarmas a la unidad de control de la posición desde la que se monitorizarán y se transmitirán hasta la unidad de operación de la subestación.

Por último la posición de acoplamiento de barras es la más sencilla porque está fuera de servicio la mayoría del tiempo, así que se ha escogido una protección principal de sobrecorriente con las mismas características que el equipo de la posición del transformador.

Además de las protecciones principales y de respaldo de cada posición, se instalará una protección diferencial de barras distribuida, esto es que cada posición dispondrá de un equipo de campo y estos estarán conectados a una unidad central que los administrará.

Para concluir cada posición tiene instalados dos relés de supervisión del circuito de disparo, se ha escogido un relé auxiliar con capacidad para tres bobinas de disparo cada uno, ya que los interruptores son monopolares con dos bobinas de disparo.



2.1. Posición de Líneas 220kV =D01 / =D04

7SD5225-5CE99-9HR5+L0S+M2G+N7G	Protección principal: - Protección diferencial (87L) con protección de distancia (21/21N/21FL). - Detección de oscilación de potencia (68/68T). - Compensación de líneas paralelas. - Sobre y subtensión (59/27). - Sobre y subfrecuencia (81O/U). - Protección de faltas a tierra direccional y no direccional (50N/51N/67N). - Protección de sobreintensidad de fases y tierra de emergencia (50/50N/51/51N) - Protección de fallo de interruptor (50BF). - Protección del circuito de disparo (74TC). - Relé de disparo y bloqueo (86). - Montaje empotrado con un rack de $\frac{1}{1}$ 19". - Alimentación de 110 a 250 V_{DC}, 115 V_{AC} y el límite de tensión de BIs 73V_{DC}. - I_{PH} = 5A, I_e=5A (min. = 0,25A). - 16 Entradas binarias, 23 contactos de salida y un contacto live-status. - 16 LEDs. - Lenguaje español. - Disparo mono y tripolar - Función de reenganche (79). - Función de sincronismo (25). - Puerto B (del sistema): IEC 61850, 100 Mbit/s Ethernet, óptico doble con conector ST. - Puerto C: DIGSI/MODEM, eléctrico RS485. - Puerto D y E (datos de protecciones): óptico doble con conector LC y longitud FO máxima 60 Km.
--------------------------------	--

7SA5225-5AE99-4QB4+LOS+M2G	Protección secundaria: - Protección de distancia (21/21N/21FL) - Detección de oscilación de potencia (68/68T). - Compensación de líneas paralelas. - Sobre y subtensión (59/27). - Sobre y subfrecuencia (81O/U). - Protección de faltas a tierra direccional y no direccional (50N/51N/67N). - Protección del circuito de disparo (74TC). - Relé de disparo y bloqueo (86). - Montaje empotrado con un rack de ½ 19". - Alimentación de 110 a 250 V_{DC}, 115 V_{AC} y límite de tensión de BIs 73V_{DC}. - I_{PH} = 5A, I_e=5A (min. = 0,25A). - 8 Entradas binarias, 15 contactos de salida y un contacto live-status. - 16 LEDs. - Lenguaje español. - Disparo mono y tripolar. - Puerto B (del sistema): IEC 61850, 100 Mbit/s Ethernet, óptico doble con conector ST. - Puerto C: DIGSI/MODEM, eléctrico RS485. - Puerto D (datos de protecciones): óptico doble con conector LC y longitud FO máxima 60 Km.
----------------------------	---



7SS5255-5CA01-0AA1	Unidad de bahía de la protección diferencial de barras (87BB): - Protección de fallo de interruptor (50BF). - Montaje empotrado con un rack de $\frac{1}{2}$ 19". - Alimentación de 60 a 250 V_{DC}. - I_{PH} = 5. - 10 Entradas binarias, 6 contactos de salida. - 18 LEDs. - Lenguaje español. - Puerto de alta velocidad de transmisión de datos con la unidad central de protección diferencial de barras.
6MD6635-4EE92-0AF0+LOS	Unidad de control de posición: - Montaje empotrado con un rack de $\frac{1}{1}$ 19". - I_N=5A. - Alimentación de 110V_{DC} y límite de tensión de BIs 73V_{DC}. - 50 Entradas binarias, 35 comandos de salida y un contacto live-status. - 16 LEDs. - Lenguaje español. - Puerto B (del sistema): IEC 61850, 100 Mbit/s Ethernet, óptico doble con conector ST. - Puerto C: DIGSI/MODEM, eléctrico RS485.



2x 7PA3032-3AA00-1	Relé de supervisión de circuito de disparo: - Montaje empotrado. - Alimentación de 110V_{DC}. - 2 Contactos de alarma - 1 LED.
--------------------	---

Tabla 7. Relación y características de equipos de las posiciones de Líneas de 220kV.



2.2. Posición de Acoplamiento de Barras 220 kV =D02 y Autotransformador 400/220kv lado de 220kV =D03

7SJ6415-5EE92-3FC7+LOS	Protección principal: - Protección de sobreintensidad direccional y no direccional de fases y tierra (50/50N/51/51N/67/67N). - Sobrecarga (49). - Secuencia de fases (47). - Protección de fallo de interruptor (50BF). - Protección del circuito de disparo (74TC). - Bloqueo (86). - Montaje empotrado con un rack de ½ 19". - 7 LEDs. - $I_{PH} = 5A$, $I_e = 5A$ (min. = 0,25A). - Alimentación de 110 a 250 V_{DC}, de 115 a 230 V_{AC} y el límite de tensión de BIs 88V_{DC}. - 15 Entradas binarias, 13 contactos de salida y un contacto live-status. - Lenguaje español. - Función de reenganche (79). - Función de sincronismo (25). - Puerto B (del sistema): IEC 61850, 100 Mbit/s Ethernet, óptico doble con conector ST. - Puerto C: DIGSI/MODEM, eléctrico RS485.
------------------------	--

7SS5255-5CA01-0AA1	Unidad de bahía de la protección diferencial de barras (87BB): - Protección de fallo de interruptor (50BF). - Montaje empotrado con un rack de $\frac{1}{2}$ 19". - Alimentación de 60 a 250 V_{DC}. - I_{PH} = 5. - 10 Entradas binarias, 6 contactos de salida. - 18 LEDs. - Lenguaje español. - Puerto de alta velocidad de transmisión de datos con la unidad central de protección diferencial de barras.
6MD6635-4EE92-0AF0+L0S	Unidad de control de posición: - Montaje empotrado con un rack de $\frac{1}{1}$ 19". - I_N=5A. - Alimentación de 110V_{DC} y límite de tensión de BIs 73V_{DC}. - 50 Entradas binarias, 35 contacto de salida y un contacto live-status. - 16 LEDs. - Lenguaje español. - Puerto B (del sistema): IEC 61850, 100 Mbit/s Ethernet, óptico doble con conector ST. - Puerto C: DIGSI/MODEM, eléctrico RS485.



2x 7PA3032-3AA00-1	Relé de supervisión de circuito de disparo: - Montaje empotrado. - Alimentación de 110V_{DC}. - 2 Contactos de alarma - 1 LED.
--------------------	--

Tabla 8. Relación y características de equipos de las posiciones de Acoplamiento de barras de 220kV y Autotransformador de 400/220kV lado de 220kV.

2.3. Unidad central de Diferencial de Barras

7SS5220-4AE92-1AA0+L0S	Unidad central de la protección diferencial de barras: - Equipado para administrar 8 bahías. - Montaje empotrado con un rack de $1\frac{1}{2}$ 19". - 34 LEDs. - Alimentación 110/125 V_{DC}. - 12 Entradas binarias y 18 contactos de salida. - Lenguaje español. - Puerto B (del sistema): IEC 61850, 100 Mbit/s Ethernet, óptico doble con conector ST. - Puerto C: DIGSI/MODEM, eléctrico RS485. - Puertos de alta velocidad de transmisión de datos con las unidades de bahía de protección diferencial de barras.
------------------------	---

Tabla 9. Características de la unidad central de la diferencial de barras de 220kV.

2.4. Equipos principales del armario de control

6MD9101-2AA12-1AA0	Unidad central SICAM PAS: - Montaje empotrado con un rack de $1\frac{1}{2}$ 19". - Alimentación 110 – 230 V_{AC} - V_{DC}. - Disco duro de 2GB, con Windows XP integrado. - Lenguaje inglés. - Puerto para comunicaciones con equipos de control y protección de posición por IEC61850 mediante un switch. - Puerto para comunicaciones con centro de control por IEC60870-5-101.
6MD6641-4EB90-0AA4+LOS	Unidad de control de bahía: - Montaje empotrado con un rack de $1\frac{1}{2}$ 19". - Alimentación de 110V_{DC} y límite de tensión de BIs 73V_{DC}. - 80 Entradas binarias, 54 contacto de salida y un contacto live-status. - Lenguaje español. - Puerto B (del sistema): IEC 61850, 100 Mbit/s Ethernet, óptico doble con conector ST. - Puerto C: DIGSI/MODEM, eléctrico RS485.
FG6842	Unidad GPS: - Servidor de tiempos para IEC61850

Tabla 10. Relación y características de los equipos del armario de control del parque de 220kV.



3. DISPOSICIÓN DE ARMARIOS DE LA CEREAL

Los armarios que se instalarán en la subestación La Cereal cuentan con bastidor giratorio y puerta delantera transparente. No es necesario acceder por la parte trasera por lo que pueden ser instalados contra la pared.

Para facilitar el acceso al interior, el giro del bastidor giratorio será superior a 120° y contará con un accionamiento mecánico que permite su inmovilización tanto cuando se encuentra abierto como cerrado. La empuñadura de la puerta frontal del armario llevará cerradura con llave.

Los equipos principales de protección y control, como los elementos de mando, pulsadores y conmutadores, se montarán en el bastidor giratorio. Los materiales auxiliares como interruptores magnetotérmicos, relés multiplicadores de contactos, así como los listones de bornas estarán instalados en el interior, en la placa posterior del armario.

Se incluye una resistencia de caldeo para evitar la condensación, con un termostato, se montará en la parte inferior de los armarios. El calor disipado por los equipos instalados no hace necesaria la instalación de rejillas de ventilación, techos de aireación, ni ventiladores.

La iluminación interior del armario está compuesta de un tubo fluorescente, se situará debajo del techo, se instala un final de carrera activado por el bastidor giratorio. Se incluyen dos tomas de corriente alterna para conexión de ordenadores y equipos de prueba. Para la protección de estos circuitos de corriente alterna se incorpora un interruptor magnetotérmico de 16 A.

Todos los equipos de la protección diferencial de barras, es decir la unidad central y las cuatro unidades de campo se encuentran en un mismo armario en el cual se han reservado dos espacios para las posibles unidades de campo de las posiciones futuras. Este armario cuenta además de con las protecciones descritas en el apartado anterior, de dos pulsadores de rearme del interruptor uno correspondiente a la función de fallo de interruptor y otro para la función de



disparo con bloqueo de la diferencial de barras, estos disparos se establecen en los esquemas de protección y control.

En los armarios de cada posición se disponen el resto de protecciones descritas en el apartado anterior, además de tres pulsadores de rearme del interruptor uno para el fallo de interruptor y los otros dos para la función de disparo y bloqueo de cada una de las bobinas del interruptor. La función de estos pulsadores es inhabilitar el cierre del interruptor hasta que un operario haya solucionado el problema que originó la falta.

El último armario muestra la disposición del armario de control que además de los equipos ya explicados incorpora un rectificador para conseguir mayor fiabilidad en la alimentación a la unidad central de SICAM PAS.

Todos los armarios tienen montadas unas placas identificadoras de la posición a la que corresponden o la funcionalidad del armario y pulsadores que este tiene integrados. Adicionalmente en la posición de la diferencial de barras, los equipos de campo también disponen de una plaquita que identifica la posición a la que corresponden.

De acuerdo a lo descrito en los apartados anteriores se define la solución adoptada para la instalación de los diferentes equipos en los armarios de protección y control, de las diferentes posiciones de la subestación en las siguientes figuras.

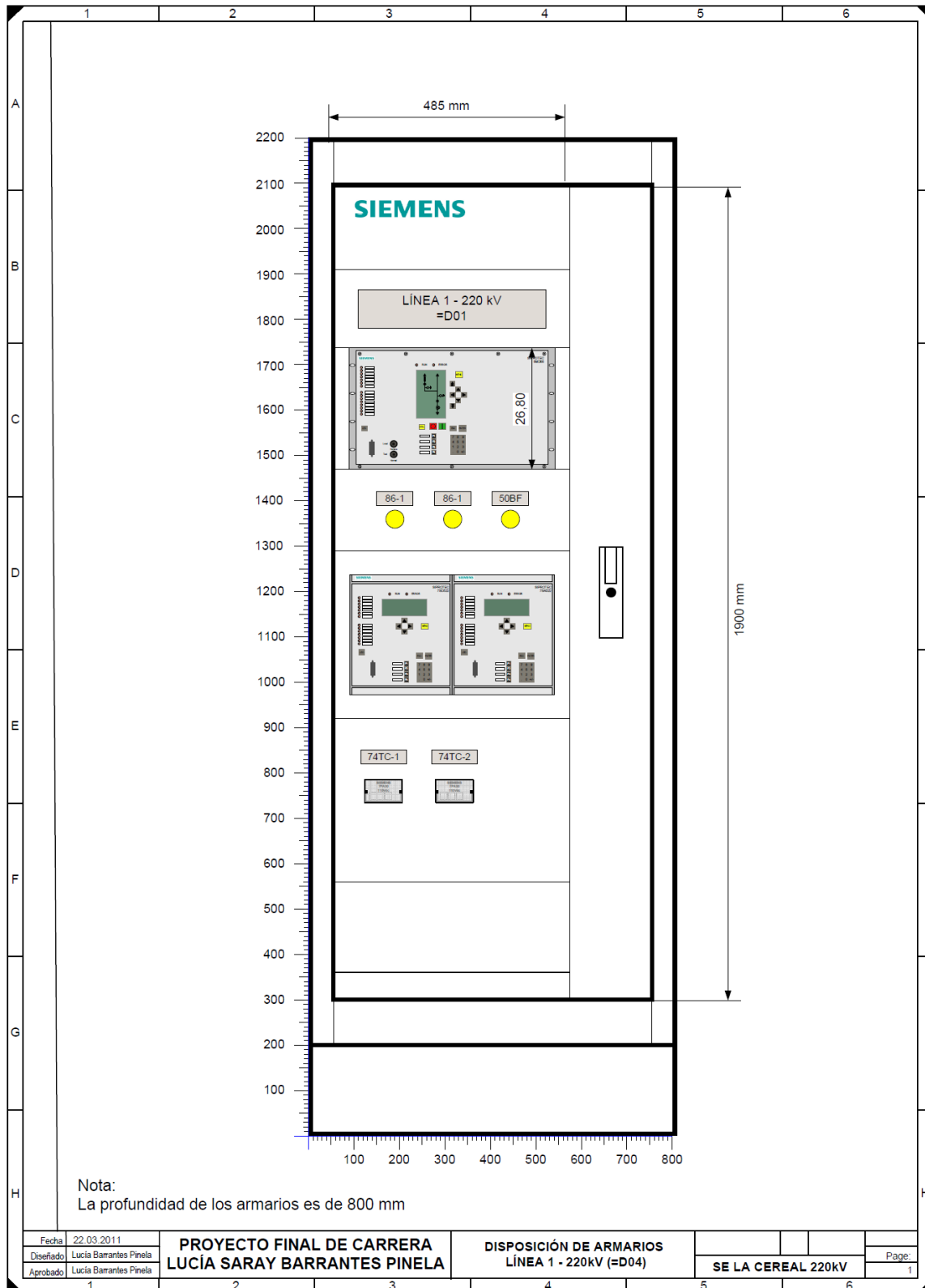


Figura 70. Disposición de armarios Línea 1 -220kV.

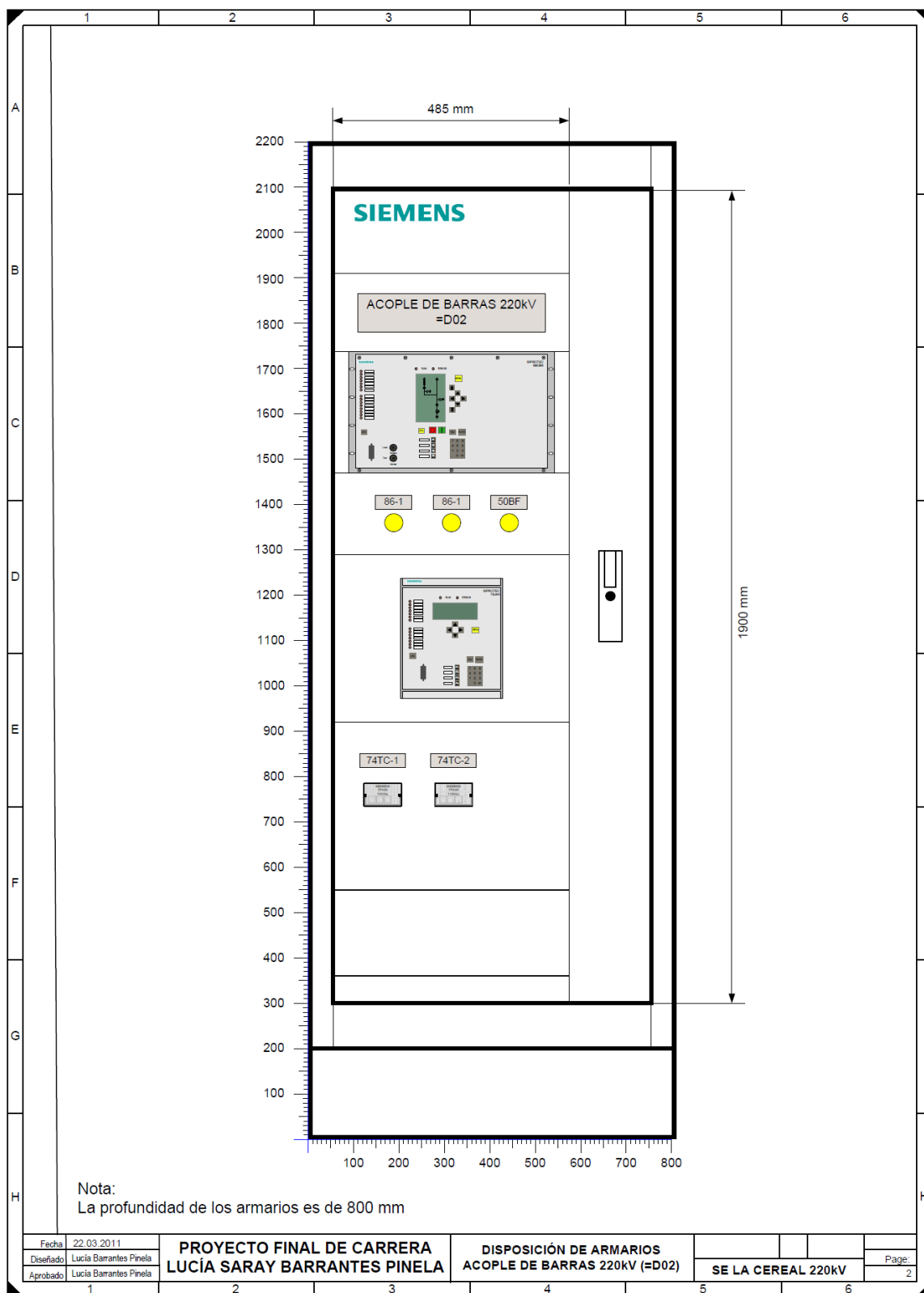


Figura 71. Disposición de armarios Acople de Barras 220kV.

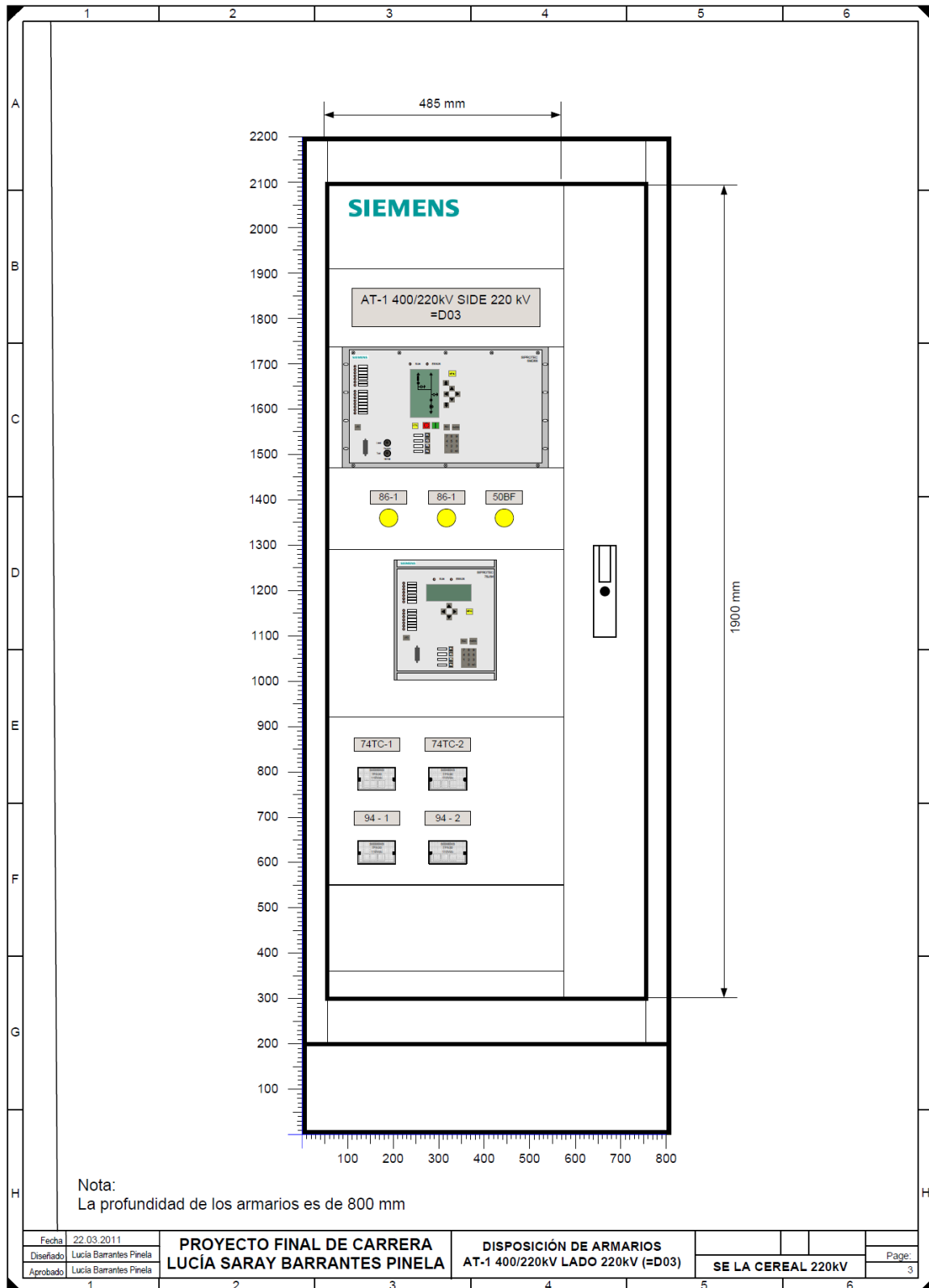


Figura 72. Disposición de armarios Autotransformador 400/220kV lado de 220kV.

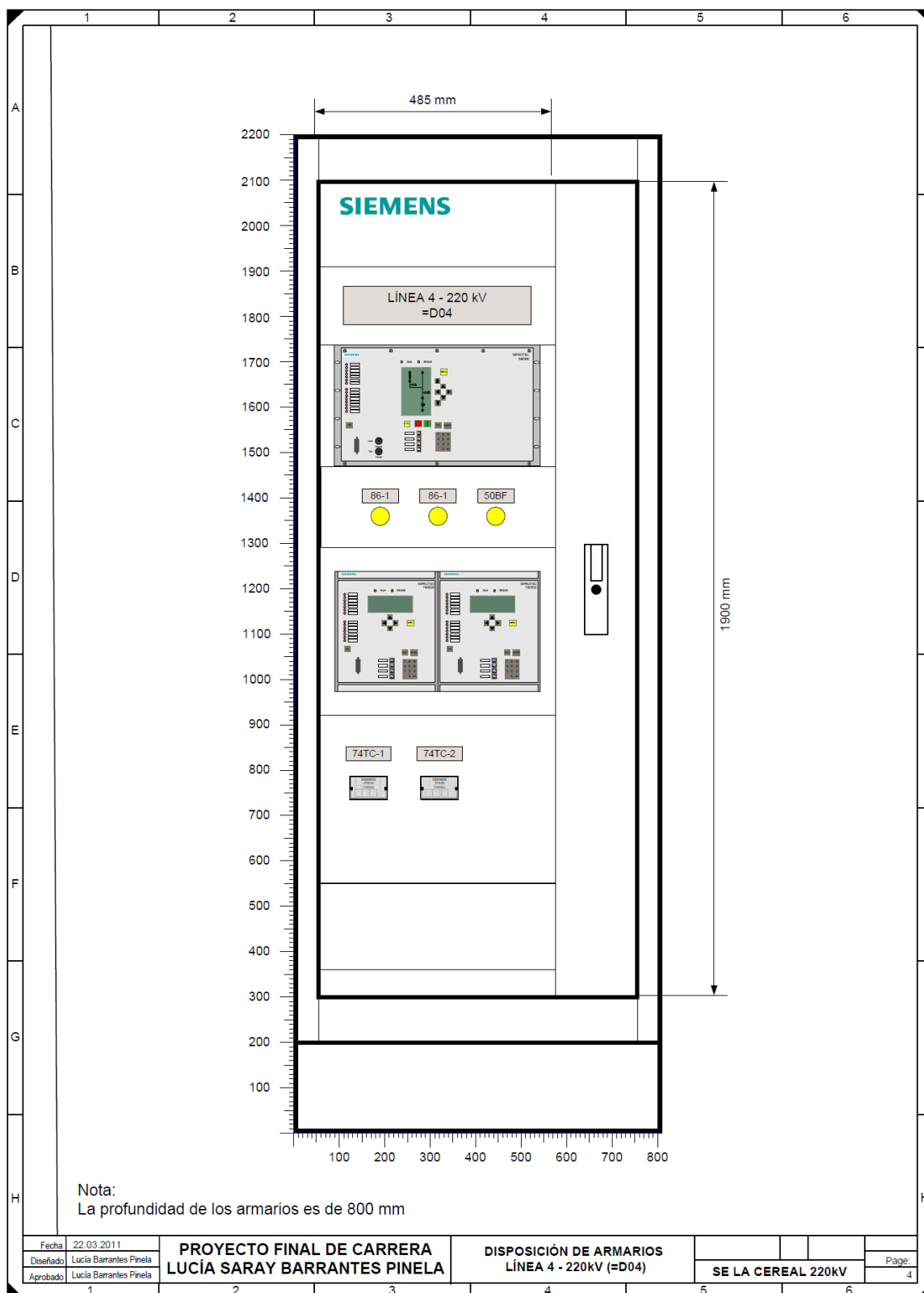


Figura 73. Disposición de armarios Línea 4 -220kV.

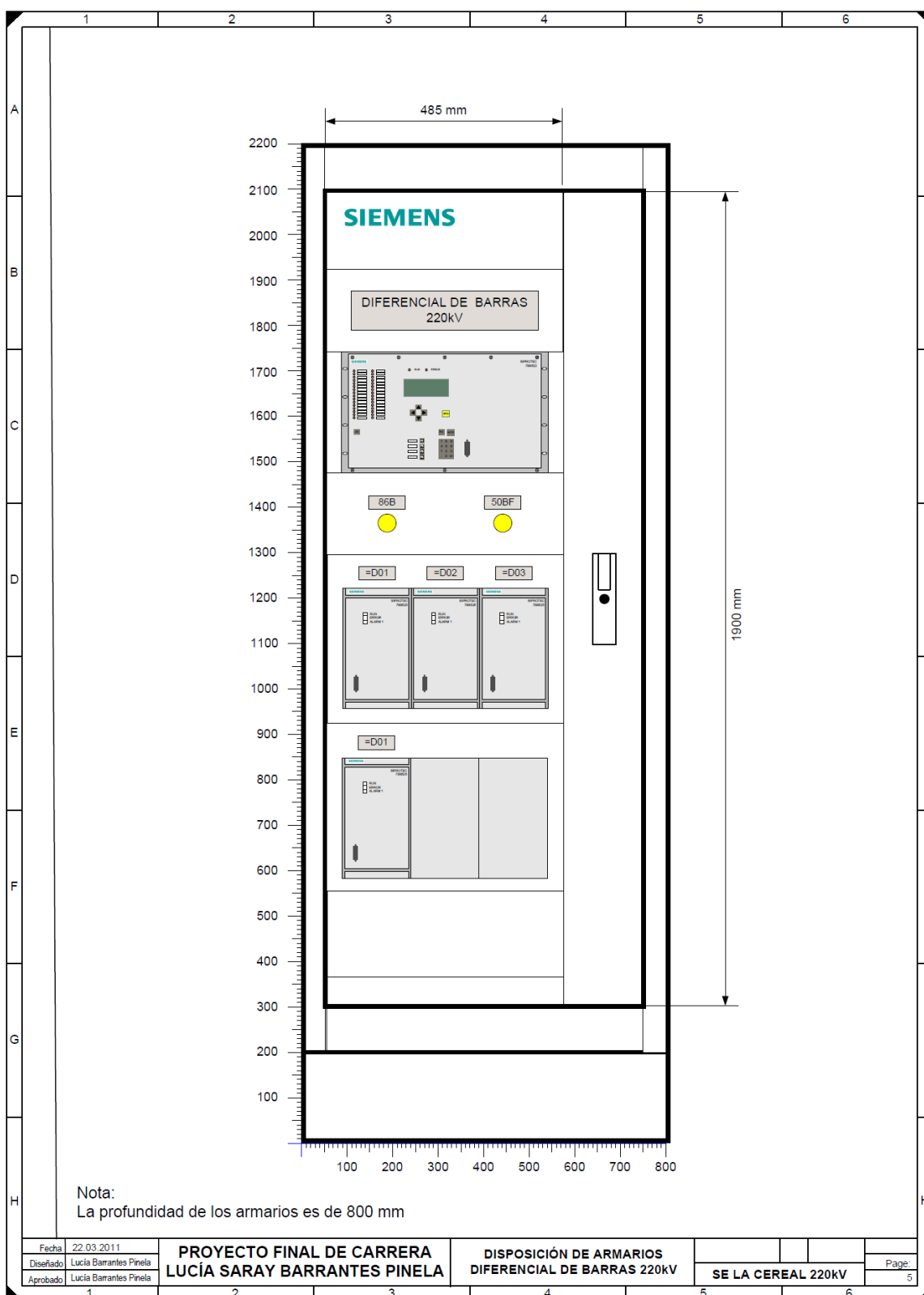


Figura 74. Disposición de armarios Diferencial de Barras de 220kV.

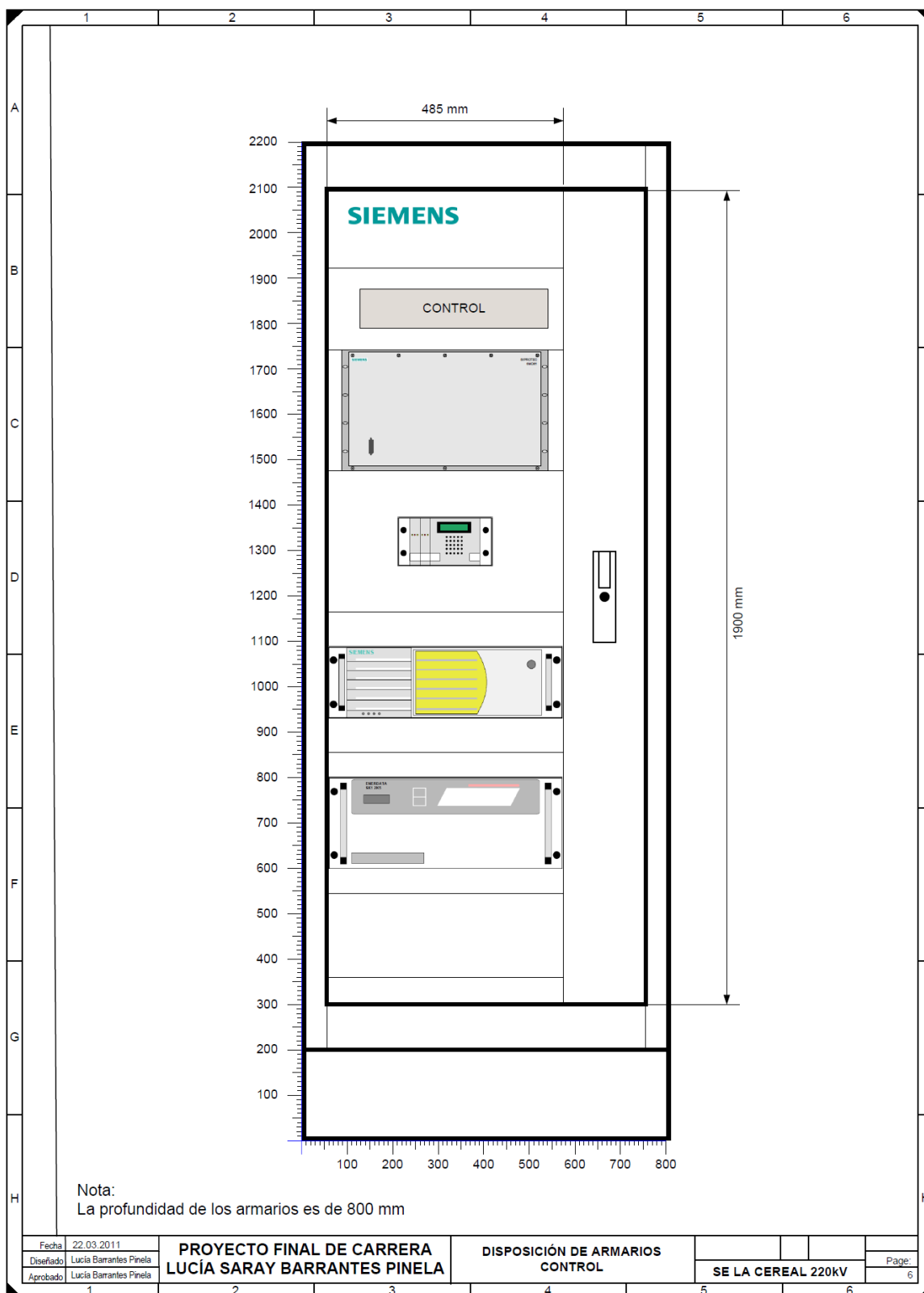


Figura 75. Disposición de armarios Control de 220kV.





Capítulo 8

ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL Y VERIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES.

Uno de los documentos más importantes de la ingeniería básica son los esquemas de protección y control, ya que en ellos se definen las funciones de protección activadas y su actuación e interacción con otros equipos del sistema. También definen conexión de los circuitos de conexión con los transformadores de intensidad y de tensión, esto será la base del cálculo de verificación de transformadores que es el otro punto a tratar dentro de este capítulo.

1. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL

El objetivo del sistema de protección y control es la detección y el rápido aislamiento de la zona afectada por cualquier perturbación de las ya descritas en este proyecto. Por tanto estos esquemas son el conjunto de las protecciones anteriormente seleccionadas y la coordinación entre ellas ante faltas en el sistema.

En estos esquemas no está representada la alimentación de las protecciones, pero es necesario que en las posiciones donde son necesarias protección principal y de respaldo su alimentación provendrá de dos fuentes independientes, para que en caso de fallo de alimentación no se queden fuera de servicio ambos equipos.

Los esquemas de protección se desarrollan de acuerdo con las funciones escogidas en el capítulo anterior, en ellos se observan cada una de las funciones de protección y control de cada posición y su forma de actuación sobre el interruptor.



El sistema de protección y los equipos asociados, serán diseñados, fabricados y probados conforma con la norma IEC y estarán completamente integrados en el sistema de control.

En las siguientes figuras se exponen los esquemas de protección para cada típico de posición y el esquema de la protección diferencial de barras. En ellos las líneas negras representan los circuitos de medida, las azules las órdenes de control y las rojas las órdenes de disparo. Por último las naranjas representan las conexiones con el sistema de control.

1.1. Posición de Líneas 220kV =D01 / =D04

En esta posición hay instalada una unidad de control de posición que tiene la capacidad de mando sobre todos los equipos de corte de la línea. Como protección principal se tienen la protección diferencial que se observa que da disparo a través de la primera bobina del interruptor, en función del nivel de gravedad de la falta este disparo se hace con o sin bloqueo. De la misma forma que la protección principal actúa la protección de respaldo, pero en este caso a través de la segunda bobina, se trata de una protección de distancia. Ambos equipos tienen activadas otras funciones de protección además de las principales. En los esquemas de protección aparece representada la función 86 en las líneas de disparo de primera y segunda bobina para conseguir una mejor comprensión de la manera de actuación, pero no se tratan de relés auxiliares. Si se trata de relés auxiliares en el caso de la supervisión del circuito de disparo.

Para finalizar se han trazado los circuitos de medida de intensidad y de tensión. La medida de tensión de barras se hace a través de un bus de tensión, es necesaria una lógica de selección de barras (LSB) para que la medida se haga de la barra que se encuentra en servicio y evitar falsos disparos.

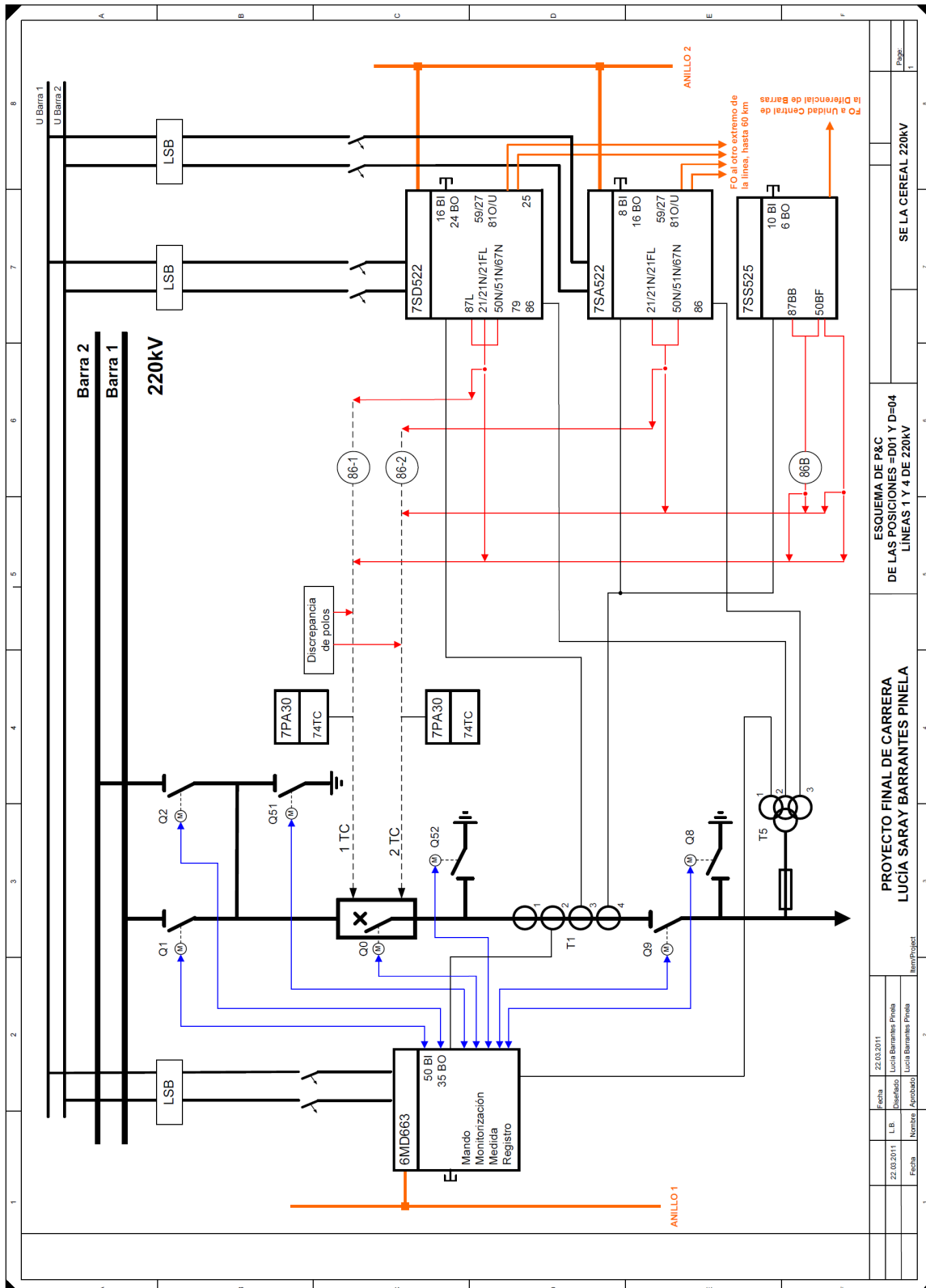


Figura 76. Esquema de protección y control de las Líneas 1 y 4 - 220kV.



1.2. Posición de Acoplamiento de barras 220kV =D02

En esta posición nos encontramos únicamente con una protección de sobrecorriente, como ya explicamos anteriormente, esta posición la mayoría del tiempo no está en servicio porque sólo es necesaria para transferir la alimentación y carga de la subestación de una barra a la otra.

Por tanto dispone únicamente de protección principal, se ha escogido una protección con función de sobrecorriente, como se observa en el esquema representado en la siguiente figura, la función de sobrecorriente actúa sobre las dos bobinas de disparo, conseguimos de esta forma mayor fiabilidad en el disparo.

El equipo escogido no tiene incluida la función de bloqueo, por lo que se añaden dos relés auxiliares de bloqueo, adicionalmente se dispone de dos relés de supervisión de circuito de disparo, uno por bobina de disparo.

Este es el único esquema en el que se representan en detalle los buses de tensión de barras, porque es en esta posición en la que toman la medida. En el esquema se observa que el bus de medida de cada barra está conectado al núcleo 1 del transformador de tensión correspondiente y el bus de protección al núcleo 2. Lo que no se representa en el resto de posiciones es que los equipos de control se conectan sólo a los buses de medida y los equipos de protección que necesitan medida de tensión de barras se conectan únicamente al bus de protección.

En el esquema también están representadas las comunicaciones de los equipos con el sistema de control y otros dispositivos de protección.

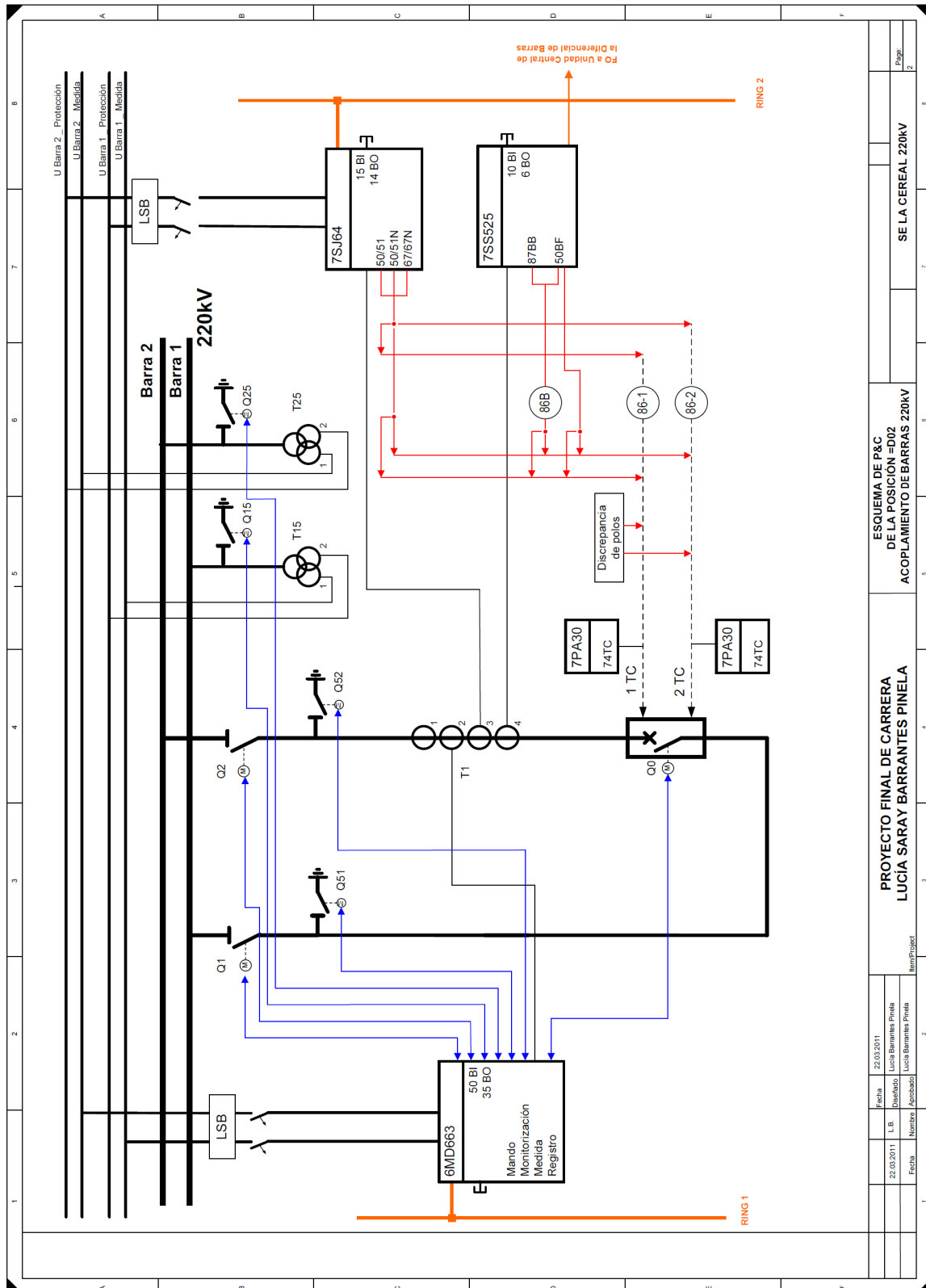


Figura 77. Esquema de protección y control del Acoplamiento de barras 220kV.



1.3. Posición de Autotransformador 400/220kV lado de 200kV =D03

Los esquemas de protección y control de esta posición son muy parecidos a los de la anterior, los equipos tanto de protección como de control son los mismos, y tienen las mismas conexiones de medidas de tensión e intensidad y de comunicación con el resto del sistema.

Sin embargo no comparten la distribución de los disparos, en este caso la protección de sobrecorriente sólo actúa sobre la primera bobina. Por supuesto esta posición necesita más seguridad que la que aporta una protección de sobrecorriente, y dispone de protección de respaldo que está ubicada en el sistema de control de 400kV, se trata de una protección diferencial de transformador, la cual se vale de un relé auxiliar para realizar el disparo sobre la segunda bobina del interruptor. De la misma manera las protecciones internas del transformador (PIT) y la protección diferencial de barras de 400kV provocan disparo en el interruptor actuando sobre ambas bobinas.

También desde este nivel de tensión se envían las señales de disparo por sobrecorriente y protección diferencial de barras al interruptor del lado de alta.

El equipo escogido no tiene incluida la función de bloqueo, por lo que se añaden dos relés auxiliares de bloqueo, adicionalmente se dispone de dos relés de supervisión de circuito de disparo, uno por bobina de disparo.

Por último destacar que uno de los núcleos de protección del transformador de intensidad está reservado para la protección diferencial de transformador que como ya se ha mencionado está instalada en el lado de alta.

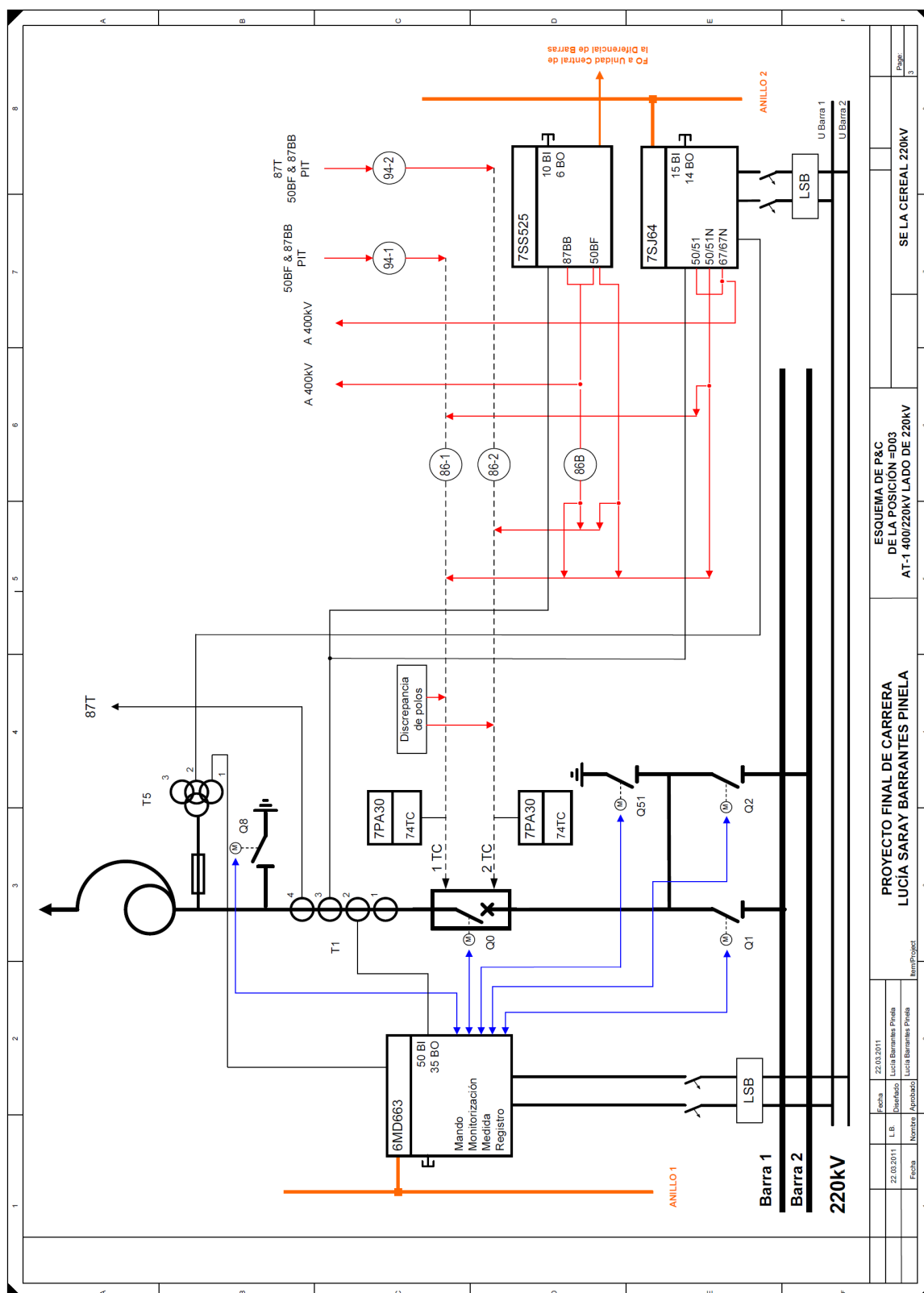


Figura 78. Esquema de protección y control del Autotransformador 400/220kV lado de 220kV.



1.4. Esquema de protección y control de la diferencial de barras de 200kV

En este esquema se pretende exponer una vista general de la protección diferencial de barras. Definiendo las conexiones de las unidades de campo con los sistemas de medida de tensión y corriente y con la unidad central.

Este esquema está simplificado pero el disparo por diferencial de barras se realiza a través de las dos bobinas de disparo y con la posibilidad de bloqueo del interruptor, como estas protecciones no disponen de función de bloqueo se dispone de cuatro relés auxiliares que realizan esta función, uno por cada posición.

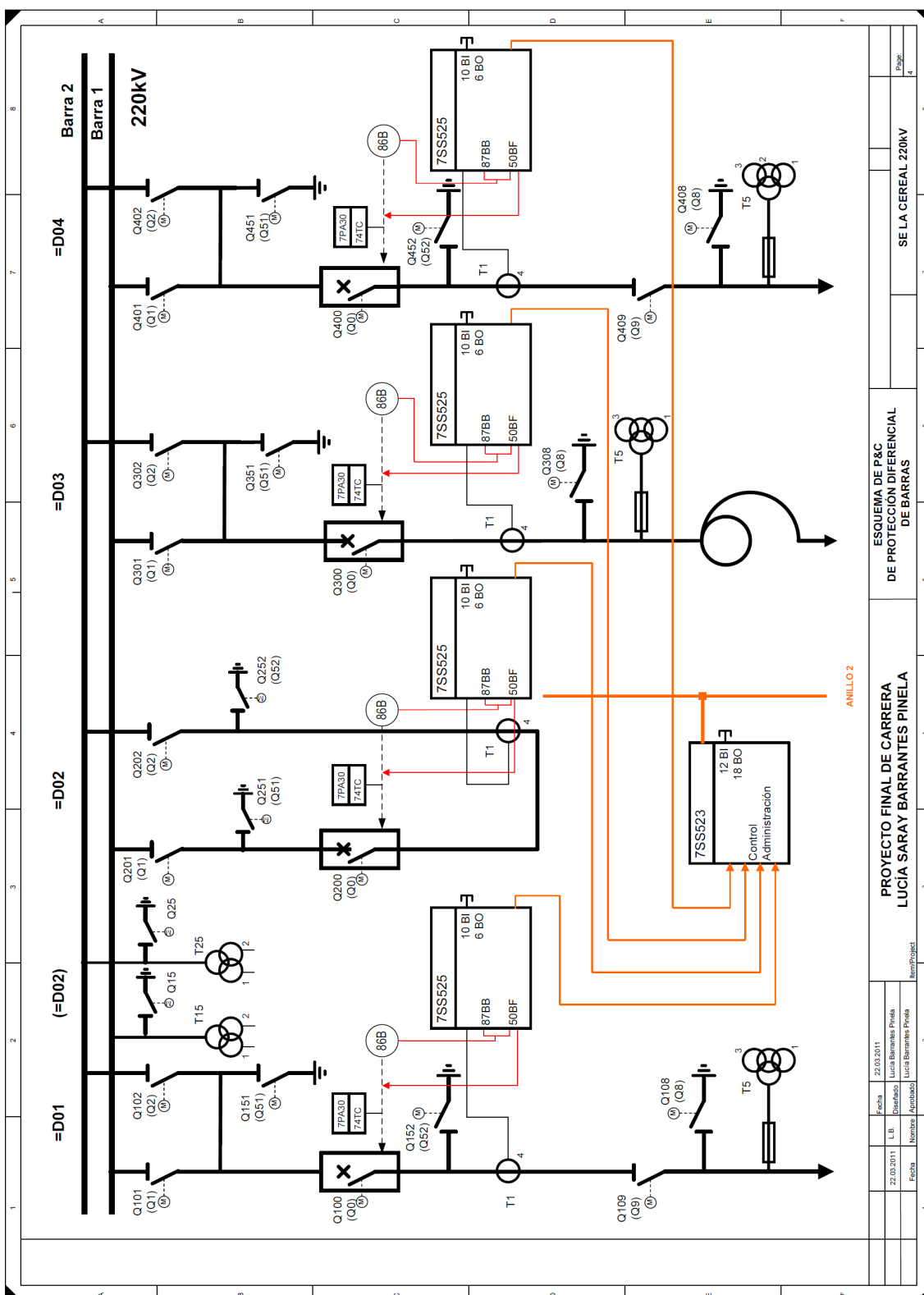


Figura 79. Esquema de protección y control de la diferencial de barras 220kV.



2. VERIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES

Tras haber definido las conexiones de los transformadores de tensión e intensidad se puede hacer el cálculo de verificación de transformadores. Este es necesario para saber si el dimensionamiento y precisión de los transformadores ha sido el correcto.

Las características de los transformadores de intensidad son las mismas para todas las posiciones. En la siguiente tabla se definen estas características.

	Núcleo	Relación de transformación	Potencia	Clase
Transformador intensidad	1	2000 / 5 A	20 VA	0,2 FS5
	2, 3, 4	2000 / 5 A	30 VA	5P20

Tabla 11. Características de TI en la SE La Cereal 220kV.

El núcleo 1 se utilizará para la conexión de los equipos de tarificación, que queda fuera del alcance de este proyecto.

Los núcleos 2, 3 y 4 que tienen las mismas características se utilizarán para la conexión de los equipos de protección y control de la subestación. que como ya se ha dicho esta conexión queda definida en los esquemas de P&C.

El primer paso para llevar a cabo en la verificación es saber que equipos están conectados a cada núcleo, esto se ha definido en los esquemas de protección y control y se sintetiza en las siguientes tablas.

POSICIÓN DE LÍNEA 1 Y 4 DE 220kV	
Núcleo 1	Contadores
Núcleo 2	Equipo de control 6MD663
Núcleo 3	Protección Principal 7SD522
Núcleo 4	Protección de Respaldo 7SA522 + PDB 7SS522

Tabla 12. Conexión de transformadores de intensidad en Posición de Línea 1 y 4 de 220kV.

POSICIÓN DE AUTOTRANFORMADOR 400/220kV LADO DE 220kV	
Núcleo 1	Contadores
Núcleo 2	Equipo de control 6MD663
Núcleo 3	Protección Principal 7SJ64 + PDB 7SS522
Núcleo 4	Protección de Diferencial de Transformador (al lado de 400 kV)

Tabla 13. Conexión de transformadores de intensidad en Posición de Autotransformador 400/220kV lado de 220kV.

POSICIÓN DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS 220kV	
Núcleo 1	Contadores
Núcleo 2	Equipo de control 6MD663
Núcleo 3	Protección Principal 7SJ64
Núcleo 4	PDB 7SS522

Tabla 14. Conexión de transformadores de intensidad en Posición de Acoplamiento de Barras de 220kV.



Para garantizar un trabajo seguro del sistema de protección los transformadores instalados deben de cumplir una serie de requisitos, en primer lugar con la corriente máxima de cortocircuito los transformadores de intensidad no deben saturarse en estado estable, además la corriente de secundario no debe superar la capacidad de sobrecarga de las protecciones durante un segundo que es 100 veces la intensidad nominal. Por último el factor de precisión efectivo K_{efectivo} debe ser mayor que el mínimo valor de ajuste de la protección.

El factor de precisión efectivo se calcula teniendo en cuenta varios factores:

$$K_{\text{efectivo}} = K_{\text{no min al}} \cdot \frac{P_{TI} + P_N}{P_{TI} + P_B}$$

Dónde:

- R_{TI} es la carga interna del transformador de intensidad en Voltio-Amperios (VA), es un dato que proporciona el fabricante, cuando no es así se toma un 20% de la potencia nominal de TI.
- P_N es la carga nominal Voltio-Amperios (VA).
- P_B es la suma de la carga del cable (P_C) y la carga de las protecciones que están conectadas al TI (P_P) Voltio-Amperios (VA).

$$P_B = P_C + P_P$$

La carga de la protección es un dato proporcionado por el fabricante.

La carga del cable se calcula con siguiente ecuación:

$$P_C = R_C \cdot I^2 = \rho \cdot \frac{2 \cdot l}{A} \cdot I^2$$

Dónde:

- ρ es la resistividad del cobre = $0,0175 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$
- l es la longitud del cable en metros (m).
- A es la sección del cable en milímetros cuadrados (mm^2).
- I es la corriente de secundario del transformador de intensidad en amperios (A).

En las siguientes tablas se hacen los cálculos de la verificación de transformadores. En la primera tabla se calcula el factor de precisión efectivo y en la segunda se compara con los límites para comprobar que el dimensionamiento de los transformadores es correcto, después se repite la operación para cada una de los transformadores de intensidad de las posiciones de la subestación La Cereal.

R_{TI} (VA)	Long. Cond (m)	Sección Cond (mm^2)	$R_{\text{Cond.}}$ (Ω)	$P_{\text{Cond.}}$ (VA)	$P_{\text{Prot.}}$ (VA)	R_B (Ohm)	K_{nominal}	K_{efectiva}
6,00	50	6	0,30	7,44	0,30	7,74	20	52,40
6,00	50	6	0,30	7,44	0,30	7,74	20	52,40
6,00	75	6	0,45	11,16	0,50	11,66	20	40,77

Tabla 15. Cálculo del factor de precisión efectivo de la posición de Línea 1 y 4 de 220kV.

K_{min}	K_{efectiva}	K_{max}	CT Dim
35,00	< 52,40	> 100,00	OK
35,00	< 52,40	> 100,00	OK
35,00	< 40,77	> 100,00	OK

Tabla 16. Comparación del factor de precisión efectivo de la posición de Línea 1 y 4 de 220kV.



R_{TI} (VA)	Long. Cond (m)	Sección Cond (mm ²)	$R_{Cond.}$ (Ω)	$P_{Cond.}$ (VA)	$P_{Prot.}$ (VA)	R_B (Ohm)	$K_{nominal}$	$K_{efectiva}$
6,00	50	6	0,30	7,44	0,30	7,74	20	52,40
6,00	75	6	0,45	11,16	0,50	11,66	20	40,77
6,00	50	6	0,30	7,44	0,30	7,74	20	52,40

Tabla 17. Cálculo del factor de precisión efectivo de la posición de Autotransformador 400/220kV lado de 220kV.

K_{min}	$K_{efectiva}$	K_{max}	TC Dim
35,00	< 52,40	> 100,00	OK
35,00	< 40,77	> 100,00	OK
35,00	< 52,40	> 100,00	OK

Tabla 18. Comparación del factor de precisión efectivo de la posición de Autotransformador 400/220kV lado de 220kV.

R_{TI} (VA)	Long. Cond (m)	Sección Cond (mm ²)	$R_{Cond.}$ (Ω)	$P_{Cond.}$ (VA)	$P_{Prot.}$ (VA)	R_B (Ohm)	$K_{nominal}$	$K_{efectiva}$
6,00	50	6	0,30	7,44	0,30	7,74	20	52,40
6,00	50	6	0,30	7,44	0,30	7,74	20	52,40
6,00	50	6	0,30	7,44	0,20	7,64	20	52,78

Tabla 19. Cálculo del factor de precisión efectivo de la posición de Acoplamiento de Barras de 220kV.

$K_{\min}$	K_{efectiva}	$K_{\max}$	CT Dim
35,00	< 52,40	> 100,00	OK
35,00	< 52,40	> 100,00	OK
35,00	< 52,78	> 100,00	OK

Tabla 20. Comparación del factor de precisión efectivo de la posición de
Acoplamiento de Barras de 220kV.

De esta forma queda demostrado que los transformadores de intensidad instalados son del tamaño adecuado para el sistema de protección. Y que por tanto se puede seguir con el desarrollo de la ingeniería básica.



Capítulo 9

LISTA DE SEÑALES

En la lista de señales se debe definir el punto de origen y destino de cada señal, como se estipuló en el capítulo de ingeniería básica. La lista de señales es documentación crucial para la configuración de equipos porque en ella se describe el flujo de información.

Dada la cantidad de señales que se requieren en una subestación eléctrica para el correcto funcionamiento del sistema de protección y control y debido a la extensión de incluir todas las posiciones sólo se presentará la lista de señales para la posición de la Línea 1 de 220kV.

1. POSICIÓN LÍNEA 1 220kV =D01

=D01 POSICIÓN LÍNEA 1 DE 220kV

Equipo: 6MD663

Medidas	
I1	TI 1, Núcleo 2, Fase R
I2	TI 1, Núcleo 2, Fase S
I3	TI 1, Núcleo 2, Fase T
V1	TT 5, Núcleo 1, Tensión de línea Fase R
V2	TT 5, Núcleo 1, Tensión de línea Fase S



V3	TT 5, Núcleo 1, Tensión de línea Fase T
V4	Bus de medida de tensión de barras
P	Potencia activa, calculada
Q	Potencia reactiva, calculada

Entradas Binaria	Función
1	Interruptor Q100: abierto
2	Interruptor Q100: cerrado
3	Interruptor Q100: discrepancia de polos
4	Interruptor Q100: bloqueo por baja densidad de SF6
5	Interruptor Q100: alarma por baja densidad de SF6
6	Interruptor Q100: muelles destensados
7	Seccionador de barras Q101: abierto
8	Seccionador de barras Q101: cerrado
9	Seccionador de barras Q102: abierto
10	Seccionador de barras Q102: cerrado
11	Seccionador de línea Q109: abierto
12	Seccionador de línea Q109: cerrado
13	Seccionador de puesta a tierra Q151: abierto
14	Seccionador de puesta a tierra Q151: cerrado
15	Seccionador de puesta a tierra Q152: abierto
16	Seccionador de puesta a tierra Q152: cerrado
17	Seccionador de puesta a tierra rápido Q108: abierto
18	Seccionador de puesta a tierra rápido Q108: cerrado
19	Reserva
20	CCL: selector L/R en posición Remoto
21	CCL: selector L/R en posición Local



22	CCL: selector L/R en posición en Desconectado
23	CCL: abierto MCB del circuito de calefacción, iluminación y toma
24	CCL: abierto MCB del circuito de alimentación del motor del interruptor
25	CCL: abierto MCB del circuito de alimentación de motores de seccionadores
26	CCL: maniobra incompleta de los seccionadores o discrepancia de polos
27	SSAA 110Vdc: abierto MCB baterías-1 o fallo de alimentación
28	SSAA 110Vdc: abierto MCB baterías-2 o fallo de alimentación
29	SSAA 110Vdc: abierto MCB inversor baterías-1 de alimentación a motores
30	SSAA 400/230Vac: abierto MCB de circuitos de alimentación ac
31	PrP: fallo canal de comunicaciones
32	PrS: fallo canal de comunicaciones
33	P&C: disparo con bloqueo desde protección principal
34	P&C: disparo con bloqueo desde protección secundaria
35	P&C: disparo con bloqueo desde protección diferencial de barras
36	P&C: protección diferencial principal en test
37	P&C: protección diferencial principal no operativa (live status)
38	P&C: protección de distancia secundaria en test
39	P&C: protección de distancia secundaria no operativa (live status)
40	P&C: protección diferencial de barras en test
41	P&C: protección diferencial de barras no operativa (live status)
42	P&C: BCU =D02 en test
43	P&C: BCU =D02 no operativa (live status)
44	P&C: BCU en Test
45	P&C: perdida en CG-1-2-3-4-5-6,
46	7PA30 : fallo circuito de disparo 1ª bobina



47	7PA30 : fallo circuito de disparo 2ª bobina
48	Reserva
49	Reserva
50	Reserva

Entradas comunic	Función
1	de D02: Q200 Abierto
2	de D02: Q200, Q201, Q202 Cerrados
3	de D02: Q251,Q252 Abiertos
4	de D02: Q251,Q252 Cerrados
5	de D02: Q15 Cerrado
6	de D02: Q25 Cerrado

Salidas binarias	Función
1	Interruptor Q100: comando de apertura
2	Interruptor Q100: comando de cierre
3	Interruptor Q100: comando de cierre (test con seccionadores abiertos)
4	Seccionador de barras Q101: comando de apertura
5	Seccionador de barras Q101: comando de cierre
6	Seccionador de barras Q102: comando de apertura
7	Seccionador de barras Q102: comando de cierre
8	Seccionador de línea Q109: comando de apertura
9	Seccionador de línea Q109: comando de cierre
15	Seccionador de puesta a tierra Q151: comando de apertura



16	Seccionador de puesta a tierra Q151: comando de cierre
17	Seccionador de puesta a tierra Q152: comando de apertura
18	Seccionador de puesta a tierra Q152: comando de cierre
19	Seccionador de puesta a tierra rápido Q108: comando de apertura
20	Seccionador de puesta a tierra rápido Q108: comando de cierre
21	Reserva
22	Reserva
23	PrP: función 79 permitida
24	PrP: función 79 no permitida
25	PrP: rearme función 86-1
26	PrS: rearme función 86-2
27	Relé 86x: rearme función 86B
28	Reserva
29	Reserva
30	Reserva
31	Reserva
32	Reserva
33	Reserva
34	Reserva
35	Reserva
36	Reserva
37	Reserva
38	Reserva
39	Reserva
40	BCU no operativa

Salidas comunic	Función
1	a PrP: reenganche : activado
2	a PrP: reenganche : desactivado

Medidas	
I1	TI 1, Núcleo 3, Fase R
I2	TI 1, Núcleo 3, Fase S
I3	TI 1, Núcleo 3, Fase T
V1	TT 5, Núcleo 2, Tensión de línea Fase R
V2	TT 5, Núcleo 2, Tensión de línea Fase S
V3	TT 5, Núcleo 2, Tensión de línea Fase T
V4	Bus de protección de tensión de barras

Entradas Binaria	Función
1	BCU : equipo no operativo
2	Interruptor Q100 : bloqueado
3	Interruptor Q100 : cerrado polo 0
4	Interruptor Q100 : cerrado polo 4
5	Interruptor Q100 : cerrado polo 8
6	Interruptor Q100 : abierto polo 0
7	Interruptor Q100 : abierto polo 4
8	Interruptor Q100 : abierto polo 8
9	BCU : reenganche permitido
10	BCU : reenganche no permitido
11	BCU: rearme 86-1
12	Recepción señal 87L
13	Reserva



14	Reserva
15	Reserva
16	Reserva

Entradas comunic	Función
1	de PrS : protección en prueba
2	de BCU : reenganche : activado
3	de BCU : reenganche : desactivado
4	de BCU : reenganche : 1p bloqueado
5	de BCU : reenganche : 3p bloqueado

Salidas binarias	Función
1	Interruptor Q100 : disparo 1ª bobina polo 0
2	Interruptor Q100 : disparo 1ª bobina polo 4
3	Interruptor Q100 : disparo 1ª bobina polo 8
4	Emisión de disparo por función 87L
5	Emisión de disparo por función 50BF
6	Reserva
7	BCU : diferencial : fallo canal de comunicaciones
8	P&C: fallo de interruptor : 86-1 : set
9	P&C: fallo de interruptor : 86-1 : reset
10	P&C: protección diferencial principal en test
11	P&C: protección diferencial principal no operativa (live status)
12	P&C: fallo interno protección 79
13	P&C: fallo interno protección 86
14	P&C: fallo teleprotección



15	Reserva
16	Reserva
17	Reserva
18	Reserva
19	Reserva
20	Reserva
21	Reserva
22	Reserva
23	Reserva
LSC	Protección operativa

Salidas comunic	Función
1	a PrS : reenganche : permiso disparo 1p
2	a PrS : reenganche : disparo definitivo
3	a PrIntor : protección en prueba
4	a PrIntor : fallo interruptor : disparo polo 0
5	a PrIntor : fallo interruptor : disparo polo 4
6	a PrIntor : fallo interruptor : disparo polo 8
7	a PrIntor : fallo interruptor : disparo tripolar



Equipo:	Protección 7SA
----------------	-----------------------

Medidas	
I1	TI 1, Núcleo 4, Fase R
I2	TI 1, Núcleo 4, Fase S
I3	TI 1, Núcleo 4, Fase T
V1	TT 5, Núcleo 3, Tensión de línea Fase R
V2	TT 5, Núcleo 3, Tensión de línea Fase S
V3	TT 5, Núcleo 3, Tensión de línea Fase T
V4	Bus de protección de tensión de barras

Entradas Binaria	Función
1	Interruptor Q100 : no disponible
2	Interruptor Q100 : polo 0 cerrado
3	Interruptor Q100 : polo 4 cerrado
4	Interruptor Q100 : polo 8 cerrado
5	Distancia : recepción de aceleración de zona
7	BCU: Rearme 86-2
6	Protección en prueba
8	Reserva

Entradas comunic	Función
1	de PrP : reenganche : permiso disparo 1p
2	de PrP : reenganche : disparo definitivo
3	de PrIntor : protección en prueba



Salidas binarias	Función
1	Interruptor Q100 : disparo 2ª bobina polo 0
2	Interruptor Q100 : disparo 2ª bobina polo 4
3	Interruptor Q100 : disparo 2ª bobina polo 8
5	Distancia : emisión de aceleración de zona
6	Emisión de disparo por función 21
7	BCU : distancia : fallo canal de comunicaciones
8	Reserva
9	P&C: Fallo de interruptor : 86-2 : set
10	P&C: Fallo de interruptor : 86-2 : reset
11	P&C: Protección distancia secundaria en test
12	P&C: Protección distancia secundaria no operativa (live status)
13	P&C: Fallo interno protección 86
14	P&C: Fallo teleprotección
LSC	Protección operativa

Salidas comunic	Función
1	a PrP : protección en prueba
2	a PrIntor : fallo interruptor : disparo polo 0
3	a PrIntor : fallo interruptor : disparo polo 4
4	a PrIntor : fallo interruptor : disparo polo 8
5	a PrIntor : fallo interruptor : disparo tripolar



Equipo: **Protección 7SS523**

Medidas	
I1	TI 1, Núcleo 4, Fase R
I2	TI 1, Núcleo 4, Fase S
I3	TI 1, Núcleo 4, Fase T

Entradas Binaria	Función
1	Fallo de interruptor : reposición
2	Interruptor Q100 : bloqueado
3	Interruptor Q100 : polo 0 cerrado
4	Interruptor Q100 : polo 4 cerrado
5	Interruptor Q100 : polo 8 cerrado
6	Interruptor Q100 : polo 0 abierto
7	Interruptor Q100 : polo 4 abierto
8	Interruptor Q100 : polo 8 abierto
9	Reserva
10	Protección en prueba

Entradas comunic	Función
1	de PrP : protección en prueba
2	de PrP : fallo interruptor : disparo polo 0
3	de PrP : fallo interruptor : disparo polo 4
4	de PrP : fallo interruptor : disparo polo 8
5	de PrP : fallo interruptor : disparo tripolar



6	de PrS : fallo interruptor : disparo polo 0
7	de PrS : fallo interruptor : disparo polo 4
8	de PrS : fallo interruptor : disparo polo 8
9	de PrS : fallo interruptor : disparo tripolar

Salidas binarias	Función
1	Interruptor Q100 : disparo 1ª bobina polo 0
2	Interruptor Q100 : disparo 1ª bobina polo 4
3	Interruptor Q100 : disparo 1ª bobina polo 8
4	Interruptor Q100 : disparo 2ª bobina polo 0
5	Interruptor Q100 : disparo 2ª bobina polo 4
6	Interruptor Q100 : disparo 2ª bobina polo 8
LSC	Protección operativa

Salidas comunic	Función
1	a PrS : protección en prueba

Tabla 21. Lista de señales de la Posción de Línea 1 =D01.

Se presenta la lista de señales de la posición de línea 1, está dividida por equipos y subdividida en medidas, entradas binarias y comunicadas y salidas binarias y comunicadas.

En el apartado de medidas se definen las conexiones con los transformadores de intensidad y de tensión para la obtención de medidas analógicas que posteriormente serán transformadas para que el relé pueda operar con ellas.

Las entradas son todas aquellas señales que recibe el equipo, las binarias son cableadas y las comunicadas se reciben a través de mensajes GOOSE. Lo



mismo pasa con las salidas binarias, solo que en este caso se trata de la información que el equipo transmite al resto del sistema.



Capítulo 10

PRESUPUESTO

Para finalizar el proyecto se calcula el presupuesto que ha sido necesario para llevarlo a cabo. Se ha desglosado en el suministro y montaje y cableado de equipos principales, de equipos auxiliares, estructura de los armarios y por último cálculo de horas de ingeniería.

Las cantidades de materiales auxiliares han sido estimadas ya que la ingeniería de detalle no se ha llevado a cabo que es donde realmente se definen los materiales auxiliares con exactitud.

El alcance de este proyecto no incluye el transporte de los armarios con el montaje de los equipos tanto principales como auxiliares, puesta en marcha o cualquier tipo de cálculo de parametrización.

Item	Cant	SUMINISTRO EQUIPOS PRINCIPALES	Subtotal	Venta (Euros)	
				Unitario	Total
		<u>LÍNEA 1 - 220kV</u>	<u>41.451,10</u>		
1	1	Unidad de control de posición 6MD6635-4EE92-0FA0+L0S		10.625,00	10.625,00
2	1	Protección diferencial de línea (87L) 7SD5225-5CE99-9HR5+L0S+M2G+N7G		17.500,00	17.500,00
4	1	Protección de distancia (21/67N) 7SA5225-5AE99-4QB4+LOS+M2G		12.768,00	12.768,00
4	2	Circuito de Supervisión de Disparo 7PA3032-3AA00-1		206,10	412,20
5	1	Relé auxiliar de bloqueo y rearme 7PA2632-1AA00-1		145,90	145,90
		<u>ACOPLAMIENTO DE BARRAS 220kV</u>	<u>18.894,90</u>		
6	1	Unidad de control de posición			



7	1	6MD6635-4EE92-0FA0+L0S	10.625,00	10.625,00
		<i>Protección de sobrecorriente(50/51/67)</i>		
8	2	7SJ6415-5EE92-3FC7+L0S	7.420,00	7.420,00
		Circuito de Supervisión de Disparo		
9	3	7PA3032-3AA00-1	206,10	412,20
		Relé auxiliar de bloqueo y rearme		
		7PA2632-1AA00-1	145,90	437,70
		<u>AUTOTRANSFORMADOR 400/220kV</u>		
		<u>LADO DE 220kV</u>	<u>19.332,60</u>	
10	1	<i>Unidad de control de posición</i>		
		6MD6635-4EE92-0FA0+L0S	10.625,00	10.625,00
11	1	<i>Protección de sobrecorriente(50/51/67)</i>		
		7SJ6415-5EE92-3FC7+L0S	7.420,00	7.420,00
12	2	Circuito de Supervisión de Disparo (74)		
		7PA3032-3AA00-1	206,10	412,20
13	3	Relé auxiliar de bloqueo y rearme (86)		
		7PA2632-1AA00-1	145,90	437,70
14	3	Relé auxiliar de disparo (94)		
		7PA2732-0AA00-1	145,90	437,70
		<u>LÍNEA 4 - 220kV</u>	<u>41.451,10</u>	
15	1	<i>Unidad de control de posición</i>		
		6MD6635-4EE92-0FA0+L0S	10.625,00	10.625,00
16	1	<i>Protección diferencial de línea (87L)</i>		
		7SD5225-5CE99-	17.500,00	17.500,00
		9HR5+L0S+M2G+N7G		
17	1	<i>Protección de distancia (21/67N)</i>		
		7SA5225-5AE99-4QB4+LOS+M2G	12.768,00	12.768,00
18	2	Circuito de Supervisión de Disparo		
		7PA3032-3AA00-1	206,10	412,20
19	1	Relé auxiliar de bloqueo y rearme		
		7PA2632-1AA00-1	145,90	145,90
		<u>PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE</u>		
		<u>BARRAS 220kV</u>	<u>44.730,70</u>	
20	1	<i>Unidad central diferencial de barras</i>		
		7SS5220-4AE92-1AA0+L0S	25.814,70	25.814,70
21	4	<i>Protección diferencial de barras</i>		
		<i>(1/3 rack)</i>		
		7SS5255-5CA01-0AA1	4.729,00	18.916,00
		<u>CONTROL</u>	<u>66.072,80</u>	
22	1	<i>Unidad central SICAM PAS</i>		



23	1	6MD9101-3AA12-1AA0 <i>Unidad control de posición</i>		8.736,30	8.736,30
24	1	6MD6641-4EB90-0AA4+L0S <i>Software</i>		33.269,00	33.269,00
25	1	6MD9000-0AA00-6AA0 <i>Unidad GPS</i>		9.180,60	9.180,60
26	1	FG6842 <i>Inversor</i>		4.053,30	4.053,30
27	2	<i>Switch RSG2100</i>		1.500,00	1.500,00
				4.666,80	9.333,60
		HMI	7.021,10		
28	2	<i>Monitor 21"</i>		354,00	708,00
29	1	<i>PC SIMATIC</i>		3.298,70	3.298,70
30	1	<i>Impresora HP</i>		1.276,40	1.276,40
31	1	<i>Escritorio para puesto de operación</i>		1.738,00	1.738,00
MONTAJE Y CABLEADO EQUIPOS PRINCIPALES			Subtotal	Venta (Euros)	
				Unitario	Total
		LÍNEA 1 - 220kV	1.991,77		
32	1	<i>Unidad de control de posición</i>		822,00	822,00
33	1	<i>Protección diferencial de línea (87L)</i>		531,85	531,85
34	1	<i>Protección de distancia (21/67N)</i>		349,63	349,63
35	2	<i>Circuito de Supervisión de Disparo</i>		77,55	155,10
36	1	<i>Relé auxiliar de bloqueo y rearme</i>		133,19	133,19
		ACOPLAMIENTO DE BARRAS 220kV	1.670,66		
37	1	<i>Unidad de control de posición</i>		822,00	822,00
38	1	<i>Protección de sobrecorriente(50/51/67)</i>		293,99	293,99
39	2	<i>Circuito de Supervisión de Disparo</i>		77,55	155,10
40	3	<i>Relé auxiliar de bloqueo y rearme</i>		133,19	399,57
		AUTOTRANSFORMADOR 400/220kV LADO DE 220kV	1.903,31		
41	1	<i>Unidad de control de posición</i>		822,00	822,00
42	1	<i>Protección de sobrecorriente(50/51/67)</i>		293,99	293,99
43	2	<i>Circuito de Supervisión de Disparo (74)</i>		77,55	155,10
44	3	<i>Relé auxiliar de bloqueo y rearme (86)</i>		133,19	399,57
45	3	<i>Relé auxiliar de disparo (94)</i>		77,55	232,65
		LÍNEA 4 - 220kV	1.991,77		
46	1	<i>Unidad de control de posición</i>		822,00	822,00
47	1	<i>Protección diferencial de línea (87L)</i>		531,85	531,85



48	1	Protección de distancia (21/67N)		349,63	349,63
49	2	Circuito de Supervisión de Disparo		77,55	155,10
50	1	Relé auxiliar de bloqueo y rearme		133,19	133,19
<u>PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS 220kV</u>			<u>1.100,19</u>		
51	1	Unidad central diferencial de barras		77,55	77,55
52	4	Protección diferencial de barras (1/3 rack)		255,66	1.022,64
<u>CONTROL</u>			<u>1.326,82</u>		
53	1	Unidad central SICAM PAS		180,13	180,13
54	1	Unidad control de posición		822,01	822,01
55	1	Unidad GPS		63,83	63,83
56	3	Otros: Inversor, Switch RSG2100		86,95	260,85
Item	Cant	SUMINISTRO, MONTAJE Y CABLEADO DE EQUIPOS AUXILIARES	Subtotal	Venta (Euros) Unitario Total	
<u>LÍNEA 1 - 220kV</u>			<u>1.796,22</u>		
55	12	Magnetotérmicos		31,81	381,72
56	12	Relés biestables		54,65	655,80
57	12	Relé auxiliar 1		15,27	183,24
58	12	Relé auxiliar 2		40,93	491,16
59	3	Pulsador		28,10	84,30
<u>ACOPLAMIENTO DE BARRAS 220kV</u>			<u>1.225,58</u>		
60	8	Magnetotérmicos		31,81	254,48
61	8	Relés biestables		54,65	437,20
62	8	Relé auxiliar 1		15,27	122,16
63	8	Relé auxiliar 2		40,93	327,44
64	3	Pulsador		28,10	84,30
<u>AUTOTRANSFORMADOR 400/220kV LADO DE 220kV</u>			<u>1.796,22</u>		
65	12	Magnetotérmicos		31,81	381,72
66	12	Relés biestables		54,65	655,80
67	12	Relé auxiliar 1		15,27	183,24
	12	Relé auxiliar 2		40,93	491,16
68	3	Pulsador		28,10	84,30
<u>LÍNEA 4 - 220kV</u>			<u>1.796,22</u>		
69	12	Magnetotérmicos		31,81	381,72



70	12	Relés biestables		54,65	655,80
71	12	Relé auxiliar 1		15,27	183,24
72	12	Relé auxiliar 2		40,93	491,16
73	3	Pulsador		28,10	84,30
<u>PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS 220kV</u>			<u>1.409,30</u>		
74	15	Magnetotérmicos		31,81	477,15
75	15	Relés biestables		54,65	819,75
76	4	Pulsador		28,10	112,40
<u>CONTROL</u>			<u>381,72</u>		
77	12	Magnetotérmicos		31,81	381,72
<u>ESTRUCTURA</u>			<u>9.570,04</u>		
78	4	Armario Bastidor giratorio		2.290,30	9.161,20
79	4	Iluminación		34,07	136,28
80	4	Calefacción		34,07	136,28
81	4	Toma de corriente		34,07	136,28
Item	Cant	HORAS INGENIERÍA BÁSICA	Subtotal	Venta (Euros)	
				Unitario	Total
<u>HORAS INGENIERO JUNIOR</u>			<u>19.200,00</u>		
82	140	Línea 1 - 220kV		40,00	5.600,00
83	80	Acoplamiento de barras 220kV		40,00	3.200,00
84	120	Autotransformador 400/220kV lado de 220kV		40,00	4.800,00
85	140	Línea 4 - 220kV		40,00	5.600,00
<u>HORAS INGENIERO</u>			<u>4.875,00</u>		
86	20	Línea 1 - 220kV		75,00	1.500,00
87	10	Acoplamiento de barras 220kV		75,00	750,00
88	15	Autotransformador 400/220kV lado de 220kV		75,00	1.125,00
89	20	Línea 4 - 220kV		75,00	1.500,00

TOTAL ANTES DE IMPUESTOS:

290.989,12 €

TOTAL (incluido 18%):

343.367,16 €





BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Siemens. Curso de Ingeniería de Sistemas de protección y control en Subestaciones Eléctricas. Octubre 2010.
- [2] Siemens. Curso de Protección de Sobreintensidad 7SJ. Noviembre 2010.
- [3] Red Eléctrica de España (REE). Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español. Noviembre 1995.
- [4] ALSTOM. Network Protection & Automation Guide. 2002.
- [5] Siemens. Catálogo de Protecciones Siprotec. 2008.
- [6] Ralph McKiewicz. IEC61850. Heights,MI,USA. 2002.
- [7] Peter GAubitz. Gas Insulated Substation (GIS). Siemens, Germany.
- [8] Ziegler Gerhad, Numerical Distance Protection Principles and Aplications Siemens, Alemania 1999
- [9] Ziegler Gerhad, Numerical Differencial Protection Principles and Aplications Siemens, Alemania 2005.
- [10] A.G. Expósito. Análisis y operación de energía eléctrica. McGraw-Hill. España. 2002.
- [11] Janssen, M.C.; Koreman, C.G.A.. Substation components plug and play instead of plug and pray. The Impact of IEC61850. KEMA T&D Power.
http://www.nettedautomation.com/news/n_63.html





ANEXOS

ANEXO I. Esquema Unifilar General de La Cereal

