



TECNOLOGÍA ELÉCTRICA

Ramón M^a Mual Rosas

PRÓLOGO

La idea de crear un libro que abarque, aunque de forma general, la mayor parte de la electricidad, ha surgido ante la necesidad de disponer de un material de estudio apto para las nuevas carreras de Ingeniería Industrial de Segundo Ciclo, orientadas a estudiantes con poca disponibilidad de tiempo para el estudio, o con dificultades para la asistencia regular a las facultades. Por ello, el enfoque dado a esta obra ha sido muy autodidáctica, con abundancia de explicaciones y ejemplos, que permitan una comprensión rápida, autónoma y eficaz de los temas, a veces complejos, que conforman esta disciplina. Aparte, con la inclusión de innumerables casos prácticos, se facilita el aprendizaje, la comprensión y la consolidación de los temas teóricos dados.

Esta es pues, una obra eminentemente práctica, sin más pretensiones que las de ofrecer, en un solo libro, los aspectos teóricos y prácticos más importantes que rigen, tanto la técnica, como la economía, la seguridad, o las posibilidades futuras (ventajas e inconvenientes), que la electricidad lleva consigo.

La obra está estructurada en bloques, con un total de quince capítulos o temas bien diferenciados.

El primer bloque (capítulos del primero al quinto) es una globalización de la electricidad, siendo su comprensión de vital importancia para el seguimiento del resto de los temas del libro. Concretamente, el primer capítulo es una introducción al mundo de la electricidad. En él se exponen los principios históricos, así como los motivos que han permitido una evolución tan rápida como la que ha experimentado. Seguidamente, y de forma muy superficial, se detallan todas las operaciones a efectuar desde la generación de esta energía, hasta su consumo final, pasando por el transporte de la misma. El segundo capítulo, ofrece una introducción a las energías renovables más utilizadas, ó con más posibilidades de futuro; para cada tipo de energía, se detallan sus antecedentes, las técnicas empleadas, su situación actual, sus repercusiones medioambientales, así como las ventajas, inconvenientes y perspectivas de futuro que estas ofrecen. Los capítulos tercero, cuarto y quinto; están dedicados a la explicación de los parámetros eléctricos (resistencia e inductancia, en el capítulo tercero; capacidad y conductancia, en el capítulo cuarto; y métodos de cálculo para líneas de transporte de energía eléctrica, en el capítulo quinto); Estos tres últimos capítulos, son de suma importancia, ya que aprovechan estos parámetros para dar explicación a los efectos eléctricos más importantes (intensidad, tensión, resistencia, potencia, efectos: corona, aislador, pelicular; filtros, rectificadores, limitadores, etc).

El segundo bloque esta formado por los capítulos sexto, séptimo y octavo. El primero de ellos trata de los riesgos eléctricos que entraña la electricidad, detallándose las variables que más influyen delante de un contacto eléctrico. Una vez conocidos los riesgos eléctricos, el capítulo séptimo, nos propone los sistemas de protección más empleados, así como los criterios que definen su correcta elección en cada caso. Finalmente, se dedica un capítulo completo (el octavo), a la protección de los sistemas por el método de la puesta a tierra, dada la importancia que éste ofrece tanto para la seguridad de las personas como de las instalaciones.

El tercer bloque está formado por los capítulos del noveno al decimosegundo. Éste es quizás el bloque menos definido, ya que engloba temas diversos del mundo eléctrico. Concretamente el capítulo noveno versa sobre las máquinas eléctricas. Se indican los principios de funcionamiento más importantes, profundizándose en la más típica de ellas, el transformador, del cual se realiza un estudio muy detallado. El capítulo décimo, trata de la regulación de la tensión y la pérdida de potencia en las líneas de transporte de energía eléctrica. Es un capítulo muy completo donde las demostraciones teóricas conviven con ejemplos totalmente resueltos que permiten una mejor asimilación, dada la complejidad del tema. Las bases de la iluminación, tanto de interiores como de exteriores, son tratadas en el capítulo decimoprimer. En él se dan los principios básicos más importantes, para introducirnos en esta técnica tan necesaria como moderna. Finalmente el bloque tercero se cierra con un capítulo (el decimosegundo) dedicado a las centrales convencionales (térmicas, nucleares, e hidroeléctricas). Hasta que las energías renovables puedan producir suficiente energía, seguiremos dependiendo de las centrales clásicas, a pesar de todos los inconvenientes que éstas conllevan; En este capítulo se realiza

un estudio detallado de las mismas, incidiendo muy particularmente, tanto en su modo de funcionamiento, como en el de los problemas medioambientales a ellas asociados.

El cuarto bloque, y último de la teoría, esta dedicado al estudio económico de los sistemas de potencia, y lo forman los capítulos decimotercero y decimocuarto. Concretamente el capítulo decimotercero, versa sobre las tarifas eléctricas: los tipos de tarifas, complementos y bonificaciones, elección del tipo de suministro para cada caso y situación, serán tratados con extensión; unos problemas resueltos finales permitirán asimilar los conocimientos teóricos obtenidos. El capítulo decimocuarto, es un compendio del funcionamiento económico de los sistemas de potencia, así: el despacho económico, el control automático de generación, y la programación a corto, medio y largo plazo de las infraestructuras, formarán parte de este largo y extenso capítulo.

El quinto bloque, lo forma el capítulo decimoquinto, capítulo dedicado exclusivamente a los enunciados, con sus respectivas soluciones, de los problemas propuestos. El capítulo empieza con enunciados sencillos, aumentando progresivamente la dificultad de los mismos, hasta alcanzar cotas parecidas a los problemas que el lector pueda encontrar en la realidad, dando así un enfoque más real de lo aprendido con la teoría y ayudando a consolidar sus conocimientos. El cálculo de parámetros eléctricos, efectos corona ó aislador, regulación de la tensión o pérdidas de potencia en líneas de transmisión de energía, entre otros, conforman los enunciados propuestos.

Finalmente unos anexos dedicados a las fórmulas, tablas, gráficos y esquemas necesarios, tanto para un conocimiento general, como para la correcta resolución de los problemas, se adjuntan al final del libro.

No quisiera terminar esta introducción, sin agradecer a todos los que de alguna forma han ayudado a la confección de este libro, mediante sus observaciones, rectificaciones, o consejos, que han sido siempre de gran utilidad. A todos ellos mi más sincera gratitud por su labor y por la paciencia mostrada en diversos momentos de su realización.

El autor.

Terrassa. Septiembre de 2000.

ÍNDICE

Prólogo.....	3
Índice.....	5
Bibliografía	8
 CAPÍTULO I. LA ELECTRICIDAD	9
1. Historia de la electricidad.....	9
2. Cronología histórica de la electricidad.....	12
3. Estructura de un sistema eléctrico.....	12
4. Suministros eléctricos.....	15
5. Parámetros eléctricos característicos.....	17
6. Tensiones más frecuentes utilizadas en España	22
7. Elementos constitutivos de los sistemas de potencia	23
8. Generación de energía eléctrica.....	25
 CAPÍTULO II. ENERGÍAS RENOVABLES.....	27
1. Introducción	27
2. Energía eólica	27
3. Energía solar.....	33
4. Energía de la biomasa	42
5. Energía geotérmica.....	46
6. Energía del mar	50
7. Minicentrales hidroeléctricas y centrales de bombeo	57
 CAPÍTULO III. PARÁMETROS ELÉCTRICOS LONGITUDINALES: (RESISTENCIA E INDUCTANCA)	63
1. Aspectos generales	63
2. Resistencia R (Ω).....	64
3. Inductancia L (H).....	78
 CAPÍTULO IV. PARAMETROS ELÉCTRICOS TRANSVERSALES (CAPACIDAD Y CONDUCTANCIA)	85
1. Capacidad C (F).....	85
2. Conductancia G (S)	97
3. Problema resuelto del cálculo de los efectos Aislador y Corona.....	102
 CAPÍTULO V. CÁLCULO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS	107
1. Introducción	107
2. Conceptos previos	107
3. Diagramas.....	109
4. Tipos de parámetros	111
5. Cálculo de líneas	111
6. Problema resuelto de cálculo de líneas eléctricas por todos los métodos.....	126

CAPÍTULO VI. RIESGOS ELÉCTRICOS	139
1. Introducción	139
2. Primeros auxilios delante de un accidente de origen eléctrico.....	139
3. Efectos de la corriente eléctrica sobre el organismo humano	144
4. La electricidad estática	151
5. Tipos de accidentes eléctricos.....	157
 CAPÍTULO VII. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	 161
1. Protección de sistemas eléctricos	161
2. Coordinación de sistemas de protección.....	174
3. Tipos de contactos eléctricos	177
4. Técnicas de seguridad contra contactos eléctricos.....	179
 CAPÍTULO VIII. PUESTAS A TIERRAS.....	 189
1. Introducción	189
2. Definición de puesta a tierra	190
3. Partes de que consta la puesta a tierras	190
4. Resistencia de paso a tierra	204
5. Elementos a conectar a la puesta a tierra	204
6. Tensión de paso y tensión de contacto	205
7. Cálculo de la puesta a tierra	206
8. Medición de la puesta a tierra.....	209
9. Emplazamiento y mantenimiento de las puestas a tierra	211
10. Revisión de las tomas de tierra	213
 CAPÍTULO IX. TRANSFORMADORES.....	 215
1. Introducción	215
2. Consideraciones generales	215
3. Principio de funcionamiento del transformador ideal.....	219
 CAPÍTULO X. REGULACIÓN DE LA TENSIÓN EN LÍNEAS AÉREAS.....	 241
1. Introducción	241
2. Cálculo de las condiciones eléctricas en una línea de energía eléctrica	242
3. Cálculo aproximado de la caída de tensión en una línea corta.....	250
4. Flujo de potencia en una línea eléctrica aérea	252
5. Regulación de la tensión en líneas eléctricas.....	257
6. Cálculo de la potencia reactiva de compensación en paralelo.....	263
7. Problema resuelto de regulación de la tensión en las líneas eléctricas	267
 CAPÍTULO XI. LUMINOTÉCNICA.....	 277
1. Introducción	277
2. La luz en el conjunto de los tipos de energía y su propagación.....	277
3. Parámetros característicos de la luz.....	278
4. Ondas electromagnéticas	280
5. Espectro de frecuencias	282

6. Naturaleza dual de la luz	284
7. El ojo humano como órgano receptor de la luz	285
8. Principales magnitudes empleadas en luminotecnia.....	289
9. El color	293

CAPÍTULO XII. CENTRALES ELÉCTRICAS CONVENCIONALES..... 299

1. Tipos de centrales eléctricas	299
2. Las centrales eléctricas en España	299
3. Las centrales hidroeléctricas	301
4. Las centrales termoeléctricas clásicas	308
5. Las centrales nucleares	312

CAPÍTULO XIII. TARIFAS ELÉCTRICAS 317

1. Introducción	317
2. Tarifas eléctricas. La factura eléctrica (BOE 30/12/98)	317
3. Clasificación de las tarifas	318
4. Liberalización del sector eléctrico	329
5. Comercialización de la energía eléctrica	331
6. Impuesto sobre la electricidad	331
7. Bajada de tarifas	332
8. Problemas resueltos sobre diversos tipos de tarifas	332

CAPÍTULO XIV. DESPACHO ECONÓMICO..... 339

1. Introducción al despacho económico	339
2. Control de un sistema de potencia	340
3. Funcionamiento económico de las centrales eléctricas	342
4. Control automático de generación	344
5. Funcionamiento económico de los sistemas de potencia	349

CAPÍTULO XV. PROBLEMAS DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... 373

ANEXOS..... 423

Anexo 1: Constantes de magnitudes físicas, terrestres y cuánticas	423
Anexo 2: Resistividad (ρ), coeficiente de temperatura (α), punto de fusión ($^{\circ}\text{C}$) y densidad (δ) de diversos materiales y aleaciones	424
Anexo 3: Coeficientes de resistividad de los aislantes	425
Anexo 4: Magnitudes y unidades magnéticas	426
Anexo 5: Conductores eléctricos	427
Anexo 6: Conductancia, autoinducción y susceptancia	428
Anexo 7: Método de las constantes auxiliares	430
Anexo 8: Fórmulas para el cálculo de líneas eléctricas	431
Anexo 9: Resumen de fórmulas para líneas eléctricas	433

BIBLIOGRAFÍA

- Líneas y redes eléctricas. Protección de sistemas de potencia. Colección de Problemas. Mujal Rosas, Ramón M^a. 2^a edición. UPC. ETSEIT (1998).
- Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Stevenson, William D. 2^a edición. Mc.Graw-Hill. (1992).
- Tarifas eléctricas. J Toledano. J Ortiz. McGraw-Hill. 1993.
- Protección de las instalaciones eléctricas. Muntanè, Paulino. 2^a edición. Marcombo. (1993).
- Líneas de transporte de energía eléctrica. Checa, Luíís M^a. 3^a edición. Marcombo. (1988).
- Energías renovables. ProgenSA (1995).
- Líneas y redes eléctricas. Martínez Velasco J. 3^a edición. CPDA. ETSEIB. (1996).
- Sistemas polifásicos. González B. López E. Paraninfo. (1995).
- Centrales eléctricas. UNESA. Ed. Marca. (1998).
- Tecnología eléctrica. A. Castejon. G. Santamaria. McGraw-Hill (1993).
- La puesta a tierra de las instalaciones eléctricas. R. García Márquez. PRODUCTICA. (1991).
- Reglamento electrotécnico para baja tensión. Ministerio de Industria y Energía. (1998).
- Sistemas eléctricos de potencia. A. Nasar. McGraw-Hill. (1991).
- Arranque de motores mediante contactores. M. Lladonosa. Marcombo (1988).
- Instalaciones eléctricas de enlace y centros de transformación. A. Guerrero. McGraw-Hill. (1999).
- Teoría de circuitos. E. Ras. 4^o Edición, Marcombo. (1988).

ANEXOS

ANEXO 1: Constantes de magnitudes físicas, terrestres y cuánticas

Aceleración gravitacional a nivel de mar	9,80665 m/s ² (referencia estándar) 9,807 m/s ² 9,7804 m/s ² (en el ecuador) 9,8322 m/s ² (en el polo)
Masa de la Tierra	$5,98 \cdot 10^{24}$ kg
Radio de la Tierra	6,37·10 ⁶ m (valor medio) 6.378,2 km (en el ecuador) 6.356,8 km (en el polo)
Presión atmosférica a nivel del mar (760 mmHg)	$1,013 \cdot 10^5$ N/m

Tabla 1: Constantes terrestres.

Constante de Boltzmann Constante de Faraday Constante de Rydberg	$K = R/N$ $F = N \cdot e$ R_{∞}	$1,38 \cdot 10^{-23}$ J/°K $9,6485 \cdot 10^4$ C $1,097 \cdot 10^7$ m ⁻¹
Constante de la gravitación universal (de Cavendish) Constante universal de los gases	G R	$6,67 \cdot 10^{-11}$ Nm ² /kg ² $8..314$ J/mol·K $1=1,9872$ kcal/mol·k
Electrón: Carga eléctrica Masa	q_e m_e	$1,602 \cdot 10^{-19}$ C $9,1091 \cdot 10^{-31}$ kg
Número de Avogadro	N_A	$6,023 \cdot 10^{23}$ partículas/mol
Neutrón: Carga eléctrica Masa	q_n m_n	Cero $1,6750 \cdot 10^{-27}$ kg
Permitividad del vacío	ϵ_0	$8,8542 \cdot 10^{-12}$ C ² /Nm ² = $= \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9}$ C ² /Nm ²
Permeabilidad del vacío	μ_0	$4\pi \cdot 10^{-7}$ N/A ² = $4\pi \cdot 10^{-7}$ Ns ² /C ²
Protón: Carga eléctrica Masa	q_p m_p	$1,602 \cdot 10^{-19}$ C $1,6725 \cdot 10^{-27}$ kg
Velocidad de la luz	c	$2,997925 \cdot 10^8$ m/s

Tabla 2: Constantes físicas.

Constante de Planck	$h=6,6238 \cdot 10^{-34}$ J·s
Unidad atómica de momento angular	$h=1,054 \cdot 10^{-34}$ J·s
Masas en reposo de algunas partículas fundamentales (uma): Neutrón Protón Electrón Partícula alfa	${}^1_0n = 1,008982$ uma ${}^1_1p = 1,007593$ uma ${}^0_{-1}e = 5,4876 \cdot 10^{-4}$ uma ${}^4_2He = 4,002603$
Energía de un fotón	$E = hf$
Factores de conversión masa-energía Factor de conversión de la energía (electronvolt) Factor de conversión de la masa (unidad masa atómica)	$1 \text{ uma}=931,162 \text{ MeV}$; $1 \text{ kg}=5,60999 \cdot 10^{29}$ MeV $1 \text{ eV} = 1,6021892 \cdot 10^{-19}$ J $1 \text{ uma} = 1,6605655 \cdot 10^{-27}$ kg

Tabla 3: Constantes de física cuántica.

ANEXO 2: Resistividad (ρ), coeficiente de temperatura (α), punto de fusión ($^{\circ}\text{C}$) y densidad (δ) de diversos materiales y aleaciones

Metales

Material	Composición	Resistividad ρ a 20 $^{\circ}\text{C}$ ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)	Coeficiente de temp. $\alpha(^{\circ}\text{C}^{-1})$	Punto de fusión aprox. ($^{\circ}\text{C}$)	Densidad (kg/dm^3)
Plata recocida		0,0146	0,0038	960	10,5
Plata martillada		0,0159	0,0038	960	10,5
Cobre electrolítico		0,01754	0,00393	1.083	8,97
Cobre reducido patrón		0,0195	0,00393	1.083	8,97
Cobre recocido industrial		0,0207	0,00393	1.083	8,97
Oro recocido		0,0233	0,0034	1.063	19,3
Oro martillado		0,0236	0,0034	1.063	19,3
Aluminio puro		0,0261	0,00446	660	2,7
Aluminio recocido		0,028	0,00446	660	2,7
Molibdeno		0,0557	0,0033	2.625	10,2
Cinc		0,057	0,0007	419,4	7,15
Tungsteno		0,06	0,0045	3.410 $\pm$ 20	19,3
Hierro fundido		0,098	0,0050	1.535	7,86
Hierro puro		0,13	0,0050	1.535	7,86
Hierro galvanizado duro		0,196	0,0050	1.535	7,86
Hierro galvanizado extraduro		0,205	0,0050	1.535	7,86
Níquel		0,11	0,0048	1.455	8,9
Platino		0,12	0,0037	1.769	21,45
Estaño		0,13	0,0037	232	7,29
Plomo		0,205	0,0039	327,4	11,342
Antimonio		0,36	0,0039	630,5	6,618
Mercurio		0,95	0,0007	-38,87	13,6

Aleaciones

Aleación 875 (2)	Cr 22,5% + Al 5,5% + Fe	1,42	0,00002	1.520	7,1
Aleación 815 (2)	Cr 22,5% + Al 4,6% + Fe	1,32	0,00008		
Kanthal DR (3)	Fe 75% + Cr 20% + Al 4,5% + Co 0,5%	1,32	0,00007	1,505	7,2
Karma (1)	Ni 73% + Cr 20% + Al 7% Fe	1,23	—	1.400	8,105
Nikrothal (3)	Ni 75 % + Cr 17 % + Si + Mn	1,23	0,000003	1.410	8,1
Aleación 750n (2)	Cr 15 % + Al 4% + Fe	1,22	0,00015	1.520	7,43
Chromel AA (2)	Ni 68% + Cr 20% + Fe 8%	1,14	0,00011	1.390	8,33
Nichrome (1)	Ni 60% + Cr 16% + Fe	1,1	0,00015	1.350	8,247
Chromel C (2)	Ni 60% + Cr 16% + Fe	1,1	0,00015	1.350	8,247
Nikrothal 6 (3)	Ni 60% + Cr 16% + Fe	1,1	0,00014	1.350	8,25
Nichrome V (1)	Ni 80% + Cr 20%	1,06	0,00011	1.400	8,412
Chromel A (2)	Ni 80% + Cr 20%	1,06	0,00011	1.400	8,412
Nikrothal 8 (3)	Ni 80% + Cr 20%	1,06	0,00008	1.400	8,41
Chromax (1)	Ni 35% + Cr 20% + Fe	0,974	0,00036	1.380	7,95
Chromel D (2)	Ni 35% + Cr 20% + Fe	0,974	0,00036	1.380	7,95
Nilvar (1)	Ni 36% + Fe	0,786	0,00135	1.425	8,06
Inoxidable tipo 304	Cr 18% + Ni 8% + Fe	0,711	0,00094	1.399	7,93
Aleación 142	Ni 42% + Fe	0,65	0,0012	1.425	8,12
Advance (1)	Ni 43% + Cu	0,477	$\pm$ 0,00002	1.210	8,9
Copel (2)	Ni 43% + Cu	0,477	$\pm$ 0,00002	1.210	8,9
Cuprothal 294 (3)	Ni 45% + Cu	0,477	0,00002	—	8,9
Therlo (1)	Ni 29% + Co 17% + Fe	0,477	0,0038	1.450	8,36
Manganina	Mn 13% + Cu	0,471	$\pm$ 0,000015	1.020	8,192
Aleación 146	Ni 46 % + Fe	0,447	0,0027	1.425	8,17
Aleación 152	Ni 51 % + Fe	0,422	0,0029	1.425	8,247
Duranickel	Níquel + aditivos	0,422	0,001	1.435	8,75
Midohm (1)	Ni 23% + Cu	0,2921	0,00018	1.100	8,9
Cuprothal 180 (3)	Ni 22% + Cu	0,292	0,00018	—	8,9

Aleación R63 Hytemco (1)	Mn 4% + Si 1% + Ni Ni 72% + Fe	0,211 0,195	0,003 0,0042	1.425 1.425	8,72 8,46
Permanickel	Níquel + aditivos	0,162	0,0033	1.150	8,75
Aleación 90	Ni 11% + Cu	0,146	0,00049	1.100	8,9
Cuprothal 90 (3)	Ni 11% + Cu	0,146	0,00045	—	8,9
Cuprothal 60 (3)	Ni 6% + Cu	0,0974	0,0006	—	8,9
Gr. A Níquel	Ni 99%	0,097	0,055	1.450	8,9
Lohm (1)	Ni 6% + Cu	0,097	0,0008	1.100	8,9
Aleación 99	Ni 99,8%	0,078	0,006	—	—
Aleación 30	Ni 2,25% + Cu	0,049	0,0015	1.100	8,9
Cuprothal 30 (3)	Ni 2% + Cu	0,0487	0,0014	—	8,9
Cu Ni 44 (Kostantan)	Ni 44% + Mn 1,5% + Cu	0,49	0,00006	1.200	8,9

ANEXO 3: Coeficientes de resistividad de los aislantes

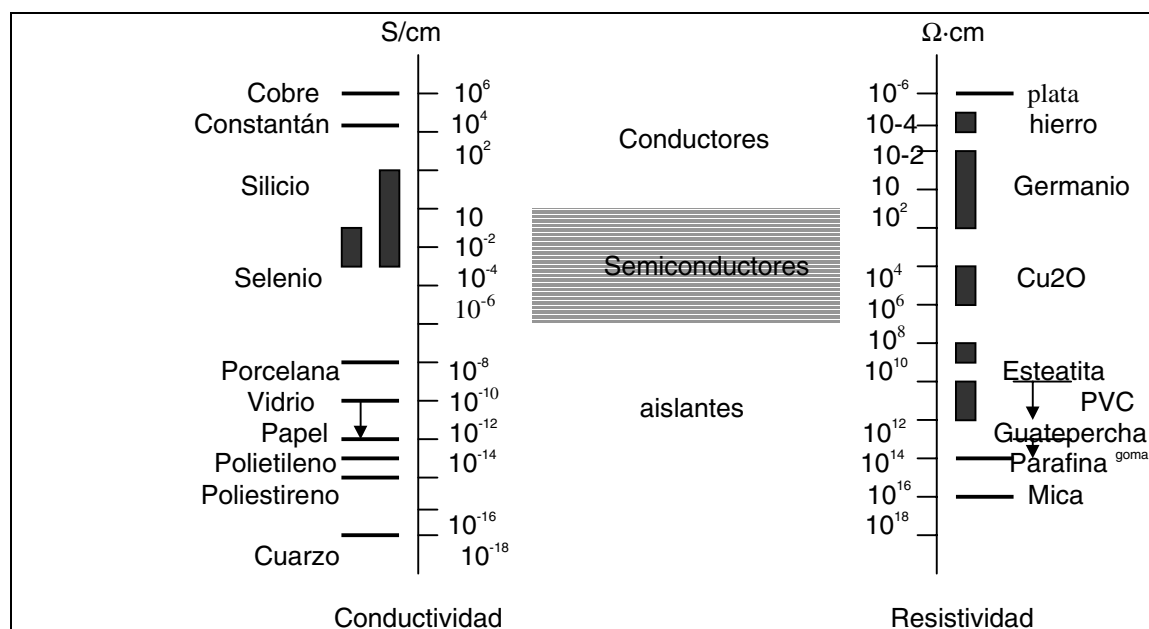


Tabla 1: Coeficientes de resistividad de semiconductores

Aislante	Resistividad (MΩ cm)	($\times 10^6$) Ω-cm	($\times 10^{-4}$) Ω-mm ² /m
Aceite de transformador	1 a $10 \cdot 10^{12}$	1 a $10 \cdot 10^{18}$	1 a $10 \cdot 10^{14}$
Aire seco	∞	∞	∞
Amianto	0,16	$0,16 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^2$
Arcilla	200	$200 \cdot 10^6$	$200 \cdot 10^2$
Baquelita	$2 \cdot 10^{12}$	$2 \cdot 10^{18}$	$2 \cdot 10^{14}$
Celulosa	$1 \cdot 10^3$	$1 \cdot 10^9$	$1 \cdot 10^5$
Cera de abejas	$5 \cdot 10^{10}$	$5 \cdot 10^{16}$	$5 \cdot 10^{12}$
Cuarzo fundido	$5 \cdot 10^{12}$	$5 \cdot 10^{18}$	$5 \cdot 10^{14}$
Ebonita	$1 \cdot 10^{12}$	$1 \cdot 10^{18}$	$1 \cdot 10^{14}$
Goma laca	$1 \cdot 10^{10}$	$1 \cdot 10^{16}$	$1 \cdot 10^{12}$
Madera parafinada	10 a $100 \cdot 10^8$	10 a $100 \cdot 10^{14}$	10 a $100 \cdot 10^{10}$
Mármol	$1 \cdot 10^5$	$1 \cdot 10^{11}$	$1 \cdot 10^7$
Mica	$2 \cdot 10^{11}$	$2 \cdot 10^{17}$	$2 \cdot 10^{13}$
Micalex	0,5	$0,5 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^2$
Micanita	$1 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^{12}$	$1 \cdot 10^8$
Papel barnizado	1 a $20 \cdot 10^{12}$	1 a $20 \cdot 10^{18}$	1 a $20 \cdot 10^{14}$
Parafina	$1 \cdot 10^{13}$	$1 \cdot 10^{19}$	$1 \cdot 10^{15}$
Pyrex	$1 \cdot 10^{11}$	$1 \cdot 10^{17}$	$1 \cdot 10^{13}$
Pizarra	$1 \cdot 10^2$	$1 \cdot 10^8$	$1 \cdot 10^4$
Porcelana	$3 \cdot 10^8$	$3 \cdot 10^{14}$	$3 \cdot 10^{20}$
Vidrios comunes	$2 \cdot 10^7$	$2 \cdot 10^{13}$	$2 \cdot 10^9$

Tabla 2: Coeficientes de resistividad de líquidos y sólidos aislantes más utilizados

Aislante	Resistividad (MΩ cm)	(×10 ⁶) Ω·cm	(×10 ⁴) Ω·mm ² /m
Aceite de alquitrán	1,67·10 ⁹	1,67·10 ¹⁵	1,67·10 ¹¹
Aceite de cáñamo	28,5·10 ³	28,5·10 ⁹	28,5·10 ⁵
Aceite de colza	95·10 ³	95·10 ⁹	95·10 ⁵
Aceite de parafina	8·10 ⁶	8·10 ¹²	8·10 ⁸
Aceite de resina	3·10 ⁵	3·10 ¹¹	3·10 ⁷
Aceite de ricino	3,9·10 ⁵	3,9·10 ¹¹	3,9·10 ⁷
Acido esteárico	35·10 ⁷	35·10 ¹³	35·10 ⁹
Bencina	14·10 ⁶	14·10 ¹²	14·10 ⁸
Benzol	1,32·10 ³	1,32·10 ⁹	1,32·10 ⁵
Petróleo	4·10 ⁴	4·10 ¹⁰	4·10 ⁶

Tabla 3: Resistividades de líquidos aislantes

ANEXO 4: Magnitudes y unidades magnéticas

Término	Símbolo	Relación	Unidad en el sistema SI	Unidad en el sistema práctico de medidas	Unidad en el sistema de med. Electromagnéticas
Transflujo	θ	$\theta = I$ $\theta = \phi \cdot R_m$	A (amperio)	A AW(amperio-vuelta)	A AW
Flujo magnético	ϕ	$\phi = B \cdot A$ $\phi = \theta / R_m$	Wb (weber) Vs (voltio-segundo)	Vs Wb	M (maxwell)
Inducción magnética	B	$B = \phi / A$ $B = \mu \cdot H$	T(tesla) Wb/m ² Vs/m ²	Vs/cm ² Wb/cm ²	M/cm ² G (gauss)
Reluctancia magnética	R_m	$R_m = \frac{l}{\mu A}$ $R_m = \frac{\theta}{\phi}$	$\frac{1}{H}$ $\frac{A}{Vs}$	$\frac{A}{Vs}$ $\frac{1}{H}$	$\frac{A}{G \cdot cm^2}$
Permeabilidad	μ	$\mu = \frac{B}{H}$	$\frac{H}{m}$ $\frac{Vs}{Am}$	$\frac{Vs}{A \cdot cm}$ $\frac{A}{cm}$	$\frac{G \cdot m}{A}$
Intensidad de campo magnético	H	$H = \frac{B}{\mu}$ $H = \frac{\theta}{l}$	$\frac{A}{m}$	$\frac{A}{cm}$ $\frac{AW}{cm}$	Oe (oersted)
Tensión magnética	V	$V = H \cdot l$	A	A	Gb(gilbert)

Término	Conversiones
Flujo magnético	$1 \text{ Wb} = 1 \text{ Vs} = 10^8 \text{ M}$
Inducción magnética	$1 \text{ T} = 1 \text{ Wb/m}^2 = 1 \text{ Vs/m}^2 = 10^4 \text{ M/cm}^2 = 10^4 \text{ G}$ $1 \text{ Vs/cm}^2 = 1 \text{ Wb/cm}^2 = 10^8 \text{ M/cm}^2 = 10^8 \text{ G}$
Reluctancia magnética	$1 \text{ A/Vs} = 1 \text{ 1/H} = 10^{-8} \frac{\text{A}}{\text{G} \cdot \text{cm}^2} \text{ —}$
Permeabilidad	$1 \text{ H/m} = 1 \frac{\text{Vs}}{\text{Am}} = 10^6 \frac{\text{G} \cdot \text{cm}^2}{\text{A}}$ $1 \frac{\text{Vs}}{\text{A} \cdot \text{cm}} = 1 \frac{\text{H}}{\text{cm}} = 10^8 \frac{\text{g} \cdot \text{cm}}{\text{A}}$
Intensidad de campo magnético	$1 \text{ A/m} = 10^{-2} \text{ A/cm} = 1,256 \cdot 10^{-2} \text{ Oe}$ $1^{\text{a}}/\text{cm} = 1,256 \text{ Oe}$
Tensión magnética	$1^{\text{a}} = 1,256 \text{ Gb}$

ANEXO 5: CONDUCTORES ELÉCTRICOS

■ 1.0. Los conductores más utilizados para el transporte de energía eléctrica son cuatro: (Denominaciones en Español e Inglés).

Halcón → Hawk
 Cóndor → Condor
 Gaviota → Gull
 Cardenal → Cardinal

Tabla 1. Conductores de Aluminio-Acero.

	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Composición: Aluminio; mm.	26×3,442	54×3,084	54×2,822	54×3,376
Acero; mm.	7×2,677	7×3,084	7×2,822	7×3,376
Secciones: Aluminio; mm ² .	241,68	402,84	337,74	483,42
Acero; mm ² .	39,42	52,26	43,81	62,64
Total; mm ² .	281,10	455,10	381,55	546,06
Sección equivalente de cu; mm ² .	152,01	253,36	212,31	304,03
Diámetro del alma de acero; mm.	8,031	9,246	8,466	10,135
Diámetro de cable; mm.	21,793	27,762	25,4	30,378
Pesos: Aluminio; Kg/Km.	666,6	1.115	934,6	1.338
Acero; Kg/Km.	308	407	342,2	488
Total; Kg/Km.	974,6	1.522	1.276,8	1.826
Carga de rotura; Kg.	8.817,8	12.950	11.135,7	15.536
Modulo de elasticidad; Kg/mm ² .	7.730	6.860	6.860	6.860
Coefficiente de dilatación por grado de temperatura	18,99×10 ^{-h}	19,35×10 ^{-h}	19,35×10 ^{-h}	19,35×10 ^{-h}
Resistencia eléctrica a 20° C; Ω/Km	0,119	0,0721	0,0851	0,0597

Tabla 2. Densidad máx. admisible y su intensidad correspondiente.

MAGNITUD	CONDUCTORES			
	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Densidad máxima admisible; A/mm ²	2,043	1,757	1,869	1,628
Intensidad correspondiente; A	574,28	799,61	713,116	888,98

Tabla 3. Intensidad máx. admisible en A para fases simples, dúplex, tríplex y cuádruplex.

LÍNEA CON	CONDUCTORES			
	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Un circuito de fases simples	574,28	799,61	713,116	888,98
Un circuito de fases dúplex	1.148,56	1.599,22	1.426,23	1.777,96
Un circuito de fases tríplex	1.722,84	2.398,83	2.139,34	2.666,94
Un circuito de fases cuádruplex	2.297,12	3.198,44	2.852,46	3.555,92
Dos circuitos de fases simples, acoplados en paralelo	Iguales valores que para una línea con circuito dúplex			
Dos circuitos de fases dúplex, acoplados en paralelo	Iguales valores que para una línea con circuito cuádruplex			

ANEXO 6: CONDUCTANCIA. AUTOINDUCCIÓN. SUSCEPTANCIA

1.0 Perditancia o Conductancia.

$$G_k = \frac{p \text{ kW/km}}{V^2 \text{ kV}} 10^{-3} \text{ S/km}$$

Donde: p = potencia activa por fase y km (kW/km).
 V = tensión de fase (kV).

■ 1.1 Valor del radio equivalente r_{eq} para n subconductores, por cada una de las fases

Fases	Radio equivalente
Simple	$r_{eq} = r$
Dúplex	$r_{eq} = \sqrt{r \Delta}$
Tríplex	$r_{eq} = \sqrt[3]{r \Delta^2}$
Cuádruplex	$r_{eq} = \sqrt[4]{r \Delta^3 \sqrt{2}}$
con n subconductores	$r_{eq} = \sqrt[n]{r \Delta^{n-1}}$

■ **1.2 Fórmulas del coeficiente de autoinducción con fases simples y múltiples. Reactancia inductiva ($X_{Lk} = w \cdot L_k$) Ω/km**

Fases	Coeficiente de autoinducción en H/Km
Simple	$L_k = \left[0,5 + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4}$
Dúplex	$L_k = \left[0,25 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt{r \Delta}} \right] 10^{-4}$
Tríplex	$L_k = \left[0,166 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[3]{r \Delta^2}} \right] 10^{-4}$
Cuádruplex	$L_k = \left[0,125 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2} r \Delta^3}} \right] 10^{-4}$

■ **1.3 Fórmulas de capacidad con fases simples y múltiples. Susceptancia ($B_k = w \cdot C_k$) S/km**

Fases	coeficiente de capacidad F/km
Simple	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{r}} 10^{-9}$
Dúplex	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt{r \Delta}}} 10^{-9}$
Tríplex	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[3]{r \Delta^2}}} 10^{-9}$
Cuádruplex	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2} r \Delta^3}}} 10^{-9}$

ANNEXO 7: MÉTODO DE LAS CONSTANTES AUXILIARES

Tabla 4. Constantes auxiliares $\bar{A}$ $\bar{B}$ $\bar{C}$ y D de las líneas.

Constante	Módulo	Argumento	Parte real	Parte imaginaria
$\bar{A} = \cosh \bar{\theta}$	$A = \rho_{(\cosh \theta)}$	$\beta_A = \beta_{(\cosh \theta)} = \arctg \frac{a''}{a'}$	$a' = A \cos \beta_A$	$a'' = A \sin \beta_A$
$\bar{B} = \bar{Z}_c \sinh \bar{\theta}$	$B = Z_c \rho_{(\sinh \theta)}$	$\beta_B = \beta_{\bar{Z}_c} + \beta_{(\sinh \theta)} = \arctg \frac{b''}{b'}$	$b' = B \cos \beta_B$	$b'' = B \sin \beta_B$
$\bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh \bar{\theta}$	$C = \frac{1}{Z_c} \rho_{(\sinh \theta)}$	$\beta_C = \beta_{(\sinh \theta)} - \beta_{\bar{Z}_c} = \arctg \frac{c''}{c'}$	$c' = C \cos \beta_C$	$c'' = C \sin \beta_C$
$\bar{D} = \bar{A}$	$D = A$	$\beta_D = \beta_A$	$d' = a'$	$d'' = a''$

Comprobación de las constantes auxiliares.

1. $A - BC = (1+j 0)$ Siendo A, B y C vectores.
 2. $(a'^2 - a''^2) - (b'c') + (b''c'') = 1$ Siendo a, b, y c, las partes rectangulares de sus respectivos vectores.
 3. $2a'a'' - (b'c'') + (b''c') = 0$ Siendo a, b, y c, las partes rectangulares de sus respectivos vectores.
- Para que las constantes sean correctas se tienen que cumplir las tres condiciones a la vez.

Fórmulas a aplicar con el método de las constantes

- Conocidos los valores al principio de línea. (Todos los parámetros son vectores).

$$\begin{array}{ll} \text{Carga: } V_2 = V_1 \cdot D - I_1 \cdot B & \text{Vacío: } V_2 = V_1 \cdot D \\ I_2 = I_1 \cdot A - V_1 \cdot C & I_2 = I_1 \cdot A \end{array}$$

- Conocidos los valores al final de línea. (Todos los parámetros son vectores).

$$\begin{array}{ll} \text{Carga: } V_1 = V_2 \cdot A + I_2 \cdot B & \text{Vacío: } V_2 = V_2 \cdot A \\ I_1 = V_2 \cdot C + I_2 \cdot D & I_1 = V_2 \cdot C \end{array}$$

ANEXO 8: FORMULAS PARA EL CÁLCULO DE LINEAS ELECTRICAS

■ Tensión crítica disruptiva

$$U_c = 84 \, m \cdot \delta \cdot m \cdot \lg \frac{D}{r}$$

Con:

mc = Coeficiente de rugosidad del conductor con:

mc = 1 para hilos de superficie lisa

mc = de 0,93 a 0,98 para hilos oxidados o rugosos

mc = de 0,83 a 0,87 para cable

mt = Coeficiente de la humedad relativa del aire, que provoca una disminución en la U_c (lluvia, niebla, escarcha, nieve) con:

mt = 1 para tiempo seco

mt = 0,8 para tiempo húmedo

r = Radio del conductor en centímetros.

D = Distancia media geométrica entre fases, en centímetros.

δ = Factor de corrección de la densidad del aire, en función de la altura sobre el nivel del mar.

$$\delta = \frac{3.921h}{273 + \sigma}$$

■ Fórmula de Halley

$$\lg h = \lg 76 - \frac{y}{18.336}$$

Donde: "y" es la altura topográfica en (m)

Si $U_c < U_{me}$ si se produce, efecto corona.

Si $U_c > U_{me}$ no se produce, efecto corona

■ Pérdida de potencia por efecto corona (formula de Peek)

$$p = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D} \left[\frac{U_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2} 10^{-5} \, KW / km$$

Con:

U_c = Tensión eficaz compuesta crítica disruptiva, capaz de producir el efecto corona, en kilovoltios.

δ = Factor de corrección de la densidad del aire.

r = Radio del conductor en centímetros.

f = Frecuencia en períodos por segundo, en general 50 Hz.

D = distancia media geométrica entre fases, en centímetros.

U_{max} = Tensión compuesta más elevada, definida en el artículo 2 del Reglamento de Líneas, en kilovoltios.

■ Momento eléctrico

$$M = PL = \frac{u}{100} \cdot \frac{U^2}{R_K + X_K \operatorname{tg} \varphi}$$

Las unidades son:

L = Longitud de la línea en kilómetros

u = Caída de tensión en porcentaje, generalmente (siempre menor del 10%)

u = 5% u = 6% u = 7%

P = Potencia en MW

U = Tensión nominal de la línea en kilovoltios,

U = 132kV U = 220kV U = 380kV

M = MW km.

R_K = Resistencia eléctrica, en Ω/km.

X_K = Reactancia de autoinducción, en Ω/km.

Y como que:

$$M = PL$$

Entonces:

$$L = \frac{M}{P}$$

Distancia a la que podrá transportar una energía determinada.

■ Pérdida de potencia en el transporte de energía

$$P_{100km} \% \leq 3\%$$

$$P_k \% = \frac{100 R_k P}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

Las unidades son:

P = MW

U = KV

R_U = Ω/km

Como máximo se admite pérdidas de potencia < ó = 3% por cada 100km de línea.

■ Pérdida de potencia por efecto térmico

$$P_{\max} = \left(\sqrt{3} U_2 \cos \varphi_2 I_{\max} \right) N^{\circ}_{\text{conductor}} \cdot N^{\circ}_{\text{circuitos}}$$

$$I_{\max} = \delta_{\max} \cdot S_{\text{conductor}}$$

$$\delta_{\max} = \delta_{\max} \cdot \gamma$$

γ = Factor de corrección que depende de la composición del cable.

γ = 0,902 para 30 Aluminio + 7 Acero

γ = 0,926 para 6 Aluminio + 7 Acero y 26 Aluminio + 7 Acero

γ = 0,941 para 54 Aluminio + 7 Acero

δ' = Densidad máxima admisible del (Aluminio) en tablas.

ANEXO 9: RESUMEN FÓRMULAS PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS

Magnitud	Modulo	Argumento	Parte real	Parte imaginaria
$\bar{Y} = G + jB$	$\bar{Y} = \sqrt{G^2 + B^2}$	$\varphi_{\bar{Y}} = \arctg \frac{B}{G}$	$G = Y \cos \varphi_{\bar{Y}}$	$B = Y \sin \varphi_{\bar{Y}}$
$\bar{Z} = R + jX$	$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$	$\varphi_{\bar{Z}} = \arctg \frac{B}{G}$	$R = Z \cos \varphi_{\bar{Z}}$	$X = Z \sin \varphi_{\bar{Z}}$
$\bar{\theta} = \sqrt{\bar{Z}\bar{Y}}$	$\theta = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{\sqrt{R^2 + X^2}}{G^2 + B^2}}$	$\varphi_{\theta} = \frac{1}{2}(\varphi_{\bar{Z}} + \varphi_{\bar{Y}})$	$\theta' = \theta \cosh \varphi_{\theta'} = \sqrt{\frac{1}{2} \left[\sqrt{(R^2 + X^2)(G^2 + B^2)} + RG - XB \right]}$	$\theta'' = \theta \sinh \varphi_{\theta'} = \sqrt{\frac{1}{2} \left[\sqrt{(R^2 + X^2)(G^2 + B^2)} - RG + XB \right]}$
$\bar{Z}_e = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}$	$Z_e = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{\sqrt{R^2 + X^2}}{\sqrt{G^2 + B^2}}}$	$\varphi_{\bar{Z}_e} = \frac{1}{2}(\varphi_{\bar{Z}} + \varphi_{\bar{Y}})$	$Z'_e = Z_e \cos \varphi_{\bar{Z}} = \sqrt{\frac{1}{2} \left[\sqrt{\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2}} + \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]}$	$Z''_e = Z_e \sin \varphi_{\bar{Z}} = \sqrt{\frac{1}{2} \left[\sqrt{\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2}} - \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]}$
$\cosh \bar{\theta} = \cosh(\theta' + j\theta'')$	$p(\cos \bar{\theta}) = \sqrt{(\cos \theta')^2 - (\sinh \theta'')^2} = \sqrt{(\sinh \theta')^2 + (\cosh \theta'')^2}$	$\varphi \cosh \bar{\theta} = \arctg(\tanh \theta' \operatorname{tg} \theta'')$	$(\cosh \theta)' = \cosh \theta' \cos \theta''$	$(\cosh \theta)'' = \sinh \theta' \sin \theta''$
$\sinh \bar{\theta} = \sinh(\theta' + j\theta'')$	$p(\sinh \bar{\theta}) = \sqrt{(\cos \theta')^2 - (\cosh \theta'')^2} = \sqrt{(\sinh \theta')^2 + (\sinh \theta'')^2}$	$\varphi \sinh \bar{\theta} = \arctg \frac{\operatorname{tg} \theta'}{\operatorname{Tangh} \theta'}$	$(\sinh \theta)' = \sinh \theta' \cos \theta''$	$(\sinh \theta)'' = \cosh \theta' \sin \theta''$

CAPÍTULO I: LA ELECTRICIDAD

1. HISTORIA DE LA ELECTRICIDAD

Las propiedades eléctricas o electroestáticas de ciertos materiales eran ya conocidas por las civilizaciones antiguas. Hacia el año 600 AC, el filósofo y científico Tales de Mileto, había comprobado que si se frotaba el ámbar, éste atraía hacia sí objetos más livianos. Se creía que la electricidad residía en el objeto frotado. De ahí que el término "electricidad" provenga del vocablo griego "elektron", que significa ámbar. En los dominios de la antigua Roma ya se explotaba un mineral que también poseía la propiedad de atraer a ciertos materiales (los metálicos), este mineral recibía el nombre de magnetita, mineral muy apreciado en la antigüedad precisamente por sus particulares características. Pero no fue hasta la época del renacimiento cuando comenzaron los primeros estudios metodológicos, en los cuales la electricidad estuvo íntimamente relacionada con el magnetismo.

Antes del año 1800, el estudio de los fenómenos eléctricos y magnéticos sólo interesó a unos cuantos científicos, como W. Gilbert, C.A. de Coulomb, L. Galvani, Otto Von Guericke, Benjamín Franklin, o Alessandro Volta. Algunos otros hicieron importantes contribuciones al aún insuficiente y fragmentado conocimiento de la electricidad, pero en ese tiempo no se conocían todavía sus aplicaciones y los estudios sólo fueron motivados por una simple curiosidad intelectual. La población iluminaba sus hogares con velas, lámparas alimentadas con aceite de ballena y petróleo, y la potencia motriz era suministrada generalmente por personas o animales de tracción.

El inglés William Gilbert comprobó que algunas sustancias se comportaban como el ámbar, y cuando eran frotadas atraían objetos livianos, mientras que otras no ejercían ninguna atracción. A las primeras, entre las que ubicó al vidrio, al azufre y la resina, las llamó "eléctricas", mientras que a las segundas, como el cobre o la plata, "aneléctricas".

A principios del siglo XIX, el conde Alessandro Volta construyó una pila galvánica. Colocó capas de cinc, papel y cobre, y descubrió que si se unía la base de cinc con la última capa de cobre, el resultado era una corriente eléctrica que fluía por el hilo de unión. Este sencillo aparato fue el prototipo de las pilas eléctricas, de los acumuladores y de toda corriente eléctrica producida hasta la aparición de la dinamo.

Mientras tanto, Georg Simon Ohm sentó las bases del estudio de la circulación de las cargas eléctricas en el interior de materias conductoras, postulando su ley, en la cual se relacionaba la resistencia con la intensidad y la tensión, es decir, tres de las cuatro magnitudes más importantes de la electricidad.

En 1819, Hans Oersted descubrió que una aguja magnética colgada de un hilo se apartaba de su posición inicial cuando pasaba próxima a ella una corriente eléctrica, y postuló que las corrientes eléctricas producían un efecto magnético. De esta simple observación salió la tecnología del telégrafo eléctrico. Sobre esta base, André Ampère dedujo que las corrientes eléctricas debían comportarse del mismo modo que los imanes.

El descubrimiento de Ampère llevó a Michael Faraday a suponer que una corriente que circulara cerca de un circuito induciría otra corriente en él. El resultado de su experimento fue que esto sólo sucedía al comenzar y cesar de fluir la corriente en el primer circuito. Sustituyó la corriente por un imán y encontró que su movimiento en la proximidad del circuito, inducía en éste una corriente. De este modo pudo comprobar que el trabajo mecánico empleado en mover un imán podía transformarse en corriente eléctrica.

Hacia mediados del siglo XIX se estableció la distinción entre materiales aislantes y conductores. Los aislantes eran aquellos a los que Gilbert había considerado "eléctricos", en tanto que los

conductores eran los "aneléctricos". Esto permitió que se construyera el primer almacenador rudimentario: estaba formado por dos placas conductoras que tenían una lámina aislante entre ellas. Fue conocido como botella de Leyden, en honor a la ciudad donde se inventó.

Durante este mismo periodo ocurrieron impresionantes avances en la comprensión de los fenómenos eléctricos y magnéticos. Humphrey Davy, André Ampere, G. Ohm y Karl Gauss realizaron importantes descubrimientos, pero el descubrimiento que llegó a ser fundamental para elevar el concepto de la electricidad como un fenómeno científico interesante a una gran tecnología con implicaciones sociales de grandes alcances, se logró en forma independiente por los investigadores Michael Faraday y Joseph Henry. Ampere y otros ya habían observado que los campos magnéticos eran generados por corrientes eléctricas; sin embargo, ninguno había descubierto cómo se podían obtener corrientes eléctricas a partir de campos magnéticos. Faraday trabajó en ello de 1821 a 1831, logrando el éxito al formular la ley que lleva su nombre. Posteriormente construyó una máquina generadora de voltaje, en base, a los principios de inducción magnética. Se tenía ahora una fuente de electricidad que rivalizaba (y excedía en mucho) las posibilidades de la pila voltaica y las botellas de Leyden.

James Prescott Joule, descubrió a que eran debidas las pérdidas de energía. Mediante la ley de Joule, enunciada en 1841, según la cual la cantidad de calor desprendido por un conductor al paso de una corriente eléctrica es directamente proporcional al cuadrado de la intensidad de la corriente, a la resistencia de dicho conductor y al tiempo durante el cual circula dicha corriente, según la expresión: $Q = kI^2Rt$, donde k es una constante de proporcionalidad que depende del sistema de unidades utilizado.

Varios investigadores, incluyendo Carl Siemens, Wheatstone, Varley, Gramme, aplicaron los principios de inducción en la construcción de primitivos generadores eléctricos en el periodo comprendido entre 1840 a 1870. Casi al mismo tiempo, un fenómeno descubierto algunos años atrás, atrajo especial atención como una práctica fuente luminosa. Se observó que cuando dos electrodos conducían corriente se mantenían separados, se formaba entre ellos un arco eléctrico de intenso brillo.

Los experimentos de Faraday fueron expresados matemáticamente por James Maxwell, quien en 1873 presentó sus ecuaciones, que unificaban la descripción de los comportamientos eléctricos y magnéticos, y su desplazamiento a través del espacio en forma de ondas.

En 1878 Thomas Alva Edison comenzó los experimentos que terminarían, un año más tarde, con la invención de la lámpara eléctrica, que universalizaría el uso de la electricidad. Desde que en 1880 entró en funcionamiento en Londres la primera central eléctrica destinada a iluminar la ciudad, las aplicaciones de esta forma de energía se han extendido progresivamente. En Buenos Aires, el sistema eléctrico comenzó con la aparición de la Compañía General Eléctrica Ciudad de Buenos Aires, en 1887. En 1882 se instaló el primer sistema para la venta de energía eléctrica para el alumbrado incandescente en EE.UU. El sistema era de corriente continua (DC), de tres cables, 220/110 V, y alimentó una carga de lámparas de Edison que tenían un requerimiento total de 30 Kilowatts de potencia. Este y otros sistemas avanzados fueron el principio de lo que se convertiría en una de las industrias más grandes del mundo.

Entre 1800 y 1810 se fundaron compañías comerciales de alumbrado con gas, primero en Europa y poco después en Estados Unidos. Hubo oposición al alumbrado de gas por su potencia explosiva. Sin embargo, la ventaja básica de más luz a menor precio no podía seguir ocultándose, por lo que se acabó desarrollando la industria durante el siglo XIX, teniendo su punto culminante alrededor de 1885.

Las antiguas compañías eléctricas se autonobraban "compañías de iluminación", ya que el alumbrado constituía su único servicio. Sin embargo, muy pronto se encontró un problema técnico que aún prevalece: la carga que la compañía tenía que satisfacer comenzaba al anochecer, se mantenía casi constante en las primeras horas de la noche, y después caía de forma precipitada a

las 11 p.m., aproximadamente, a un 50% o menos. Era evidente que se tenía un complicado sistema, que permanecía ocioso o al menos subutilizado la mayor parte del tiempo. En este caso, ¿se podrían encontrar otras aplicaciones que ocuparan las etapas de inactividad? Ya se conocía el motor eléctrico, y la existencia de un sustituto eléctrico era un incentivo para su mejoramiento y aceptación comercial. El uso de potencia eléctrica motora llegó a ser popular con rapidez y se le dieron muchas aplicaciones. Debido a sus funciones cada vez más extensas, las compañías comenzaron a nombrarse “compañías de luz y fuerza”.

Surgió otro problema técnico: Los incrementos de carga se tradujeron en incremento de corriente, lo que causó caídas de tensión que eran inaceptables si las plantas generadoras estaban ubicadas a grandes distancias de las cargas. El hecho de mantener a los generadores cerca de las cargas llegó a ser cada vez más difícil, ya que los lugares adecuados para la generación frecuentemente no estaban disponibles. Se sabía que la potencia eléctrica era proporcional al producto del voltaje y la corriente. Es decir, se obtendría menor corriente a mayor voltaje. Desgraciadamente, no era deseable un voltaje más alto desde cualquiera de los dos puntos de vista. El tecnológico y la seguridad del cliente. Lo que se requería era transmitir la potencia a un voltaje más alto a través de grandes distancias, y después cambiarlo a valores menores en los sitios de carga. La clave era diseñar un dispositivo que pudiese transformar niveles de corriente y voltaje de forma fiable y eficiente.

En la década de 1890, la compañía Westinghouse, recién constituida, experimentó una nueva forma de electricidad, denominada “corriente alterna” (AC), inspirada en el hecho de que la corriente invierte alternativamente el sentido del flujo en sincronismo con el generador rotatorio. Esta novedad tenía muchas ventajas inherentes; por ejemplo, se eliminaron los problemas de conmutación, propios de los generadores de DC, lo que dio lugar a controversias entre Edison, de la nueva compañía General Electric, y la Westinghouse, para definir si la industria debiese establecer normas sobre AC o DC. Finalmente triunfó la corriente alterna, por las siguientes razones:

- El transformador de AC podía satisfacer el requerimiento necesario de cambiar fácilmente los niveles de voltaje y corriente.
- El generador de AC era más sencillo.
- Los motores de AC, sin ser versátiles, eran más sencillos y más baratos.

Una vez que se estandarizó la AC, apareció prácticamente el concepto de estación central y desaparecieron los problemas de las cargas lejanas. Este tipo de compañías, tuvieron cada vez mayor número de clientes, ya que la mayor parte del incremento de carga se podía manejar sin que hubiera necesidad de incrementar la inversión del capital; se abarató el costo por unidad de energía, lo que atrajo aún más clientes.

Las empresas eléctricas locales se extendieron en tal forma que compartieron sus límites. Esta ventaja operativa fue aparente; como las cargas en sistemas adyacentes no necesariamente alcanzaban su máximo al mismo tiempo, ¿por qué no interconectar los sistemas y satisfacer las condiciones de carga pico con la generación de potencia combinada? Ya se conocían estas ventajas de interconectar diferentes lugares generadores y cargas; por tanto, este paso sería una extensión lógica del principio y una mejor utilización del equipo correspondiente. Inmediatamente surgió un problema técnico; en ese tiempo, estaban en uso muchas frecuencias diferentes incluyendo DC, y AC de 25, 50, 60 125 y 133 Hz (en 1900). Como los sistemas interconectados debían operar a la misma frecuencia, se requerían equipos de conversión de frecuencia de alto costo. Fue evidente el incentivo para estandarizar las frecuencias. En ese tiempo, las unidades generadoras, de las cataratas del Niágara, y otras instalaciones hidroeléctricas, usaban 25 Hz, ya que las hidroturbinas se podían diseñar para operar con mayor rendimiento a estas velocidades mecánicas; este fue un fuerte apoyo para usar esa frecuencia. El problema con 25 Hz radicaba en el hecho de que producía un parpadeo perceptible en las lámparas incandescentes. Eventualmente se adoptó una frecuencia mayor, de 60 Hz, como norma en Estados Unidos, ya que poseía características eléctricas aceptables y porque las turbinas de vapor trabajaban satisfactoriamente a las correspondientes velocidades mecánicas de 3600 y 1800 rev / min.

El progreso tecnológico en el diseño de aparatos de potencia continuó: cuando una empresa extendía sus sistemas, los nuevos generadores y transformadores comprados eran invariablemente de mayor capacidad y rendimiento. Se desarrollaron mejores lámparas eléctricas, proporcionando al cliente más luz por unidad de energía. Con la constante baja en el coste de la energía, la selección de motores eléctricos como propulsores mecánicos llegó a ser muy popular para toda clase de aplicaciones.

Por todo lo expuesto la electricidad constituye, hoy por hoy, una de las manifestaciones energéticas más difundidas, tanto por su facilidad de generación, transporte y consumo, como por sus numerosas aplicaciones y conversión en otras formas de energía (mecánica y térmica, principalmente).

No obstante no está todo solucionado, en el campo eléctrico. Actualmente el gran problema que se plantea es la imposibilidad de almacenar energía eléctrica en su forma alterna. No existiendo métodos realmente eficaces para conseguirlo de forma definitiva y en grandes cantidades.

Un sistema eléctrico, es un sistema capaz de generar, transportar y consumir energía eléctrica. Por ejemplo una linterna: con su batería (generador), sus hilos (transporte), y su bombilla (carga), constituye un ejemplo sencillo de sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico de potencia es un sistema con generación, transporte y consumo de energía eléctrica, pero en grandes cantidades (millones de vatios), a grandes distancias (cientos de km), y con grandes consumos (millones de vatios). Actualmente los grandes sistemas eléctricos son las redes de interconexión más importantes que se conocen, ya que llegan prácticamente a todos los confines del mundo.

2. CRONOLOGÍA HISTÓRICA DE LA ELECTRICIDAD

A continuación se exponen algunas fechas y nombres relevantes, que han contribuido al desarrollo y evolución de la electricidad a lo largo de la historia.

- 600 AC: Tales de Mileto (624-548 AC) descubre que si se frota el ámbar, éste atrae a los objetos más livianos.
- 1800: Alessandro Volta (1745-1827) descubre la pila eléctrica.
- 1819: Hans Oersted (1777-1851) descubre el efecto magnético de la corriente eléctrica, probando que la electricidad puede producir magnetismo.
- 1821: Michael Faraday (1791-1867) describe el principio de la dínamo.
- 1827: André Marie Ampère (1775-1836) descubre las leyes que relacionan la fuerza magnética con la corriente eléctrica.
- 1827: George Ohm (1789-1854) establece la ley de la resistencia eléctrica.
- 1831: Michael Faraday descubre la inducción electromagnética, confirmando así que el magnetismo puede producir electricidad.
- 1879: Thomas Alva Edison inventa la lámpara eléctrica.
- 1880: En Londres comienza a funcionar la primera central eléctrica destinada a iluminar una ciudad.
- 1887: Se inicia el sistema de iluminación eléctrico en la Ciudad de Buenos Aires.
- 1908: Heike Kammerlingh Onnes (1853-1926) descubre el principio de la superconducción.

3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Son todos los componentes, máquinas y sistemas necesarios para garantizar un suministro de energía eléctrica, en un área concreta, con seguridad y calidad.

Dependiendo de la energía que se quiera transformar en electricidad, será necesario aplicar una determinada acción. Se podrá disponer de electricidad por los siguientes procedimientos:

ENERGIA	ACCION
Mecánica	Frotamiento
Mecánica	Presión
Química	Química
Magnética	Magnetismo
Luminosa	Luz
Calórica	Calor

Tabla n.1. Forma de obtención de diversos tipos de energía.

De todas las energías enunciadas anteriormente, la más empleada para producir electricidad en grandes cantidades es la magnética.

Su producción se basa en el hecho de que, al mover un conductor (material con gran movilidad de electrones) en presencia de un imán (campo magnético), en el conductor se produce un movimiento ordenado de electrones, como consecuencia de las fuerzas de atracción y repulsión originadas por el campo magnético. En esta forma de producción de electricidad se basa el funcionamiento de los alternadores, motores y dinamos.

- Alternador: Dispositivo capaz de transformar el movimiento rotativo en electricidad. (Produce Corriente Alterna).
- Motor: Dispositivo capaz de transformar la electricidad en movimiento rotatorio.
- Dinamo: Dispositivo capaz de transformar el movimiento rotativo en electricidad. (Produce Corriente Continua)
- Turbina: Dispositivo mecánico que transforma, la energía cinética de un fluido, en movimiento rotativo y viceversa.

Cualquier central eléctrica, basa su producción de electricidad en el giro de turbinas unidas a ejes de alternadores. Este giro se producirá por la caída de agua (central hidroeléctrica). O por el empuje de vapor de agua a presión. En función del origen del calor utilizado para producir vapor, podemos clasificar las centrales como:

- Térmicas: Queman combustibles fósiles (sólidos, líquidos o gases).
- Nucleares: Emplea combustibles atómicos (fisión nuclear).
- Geotérmicas: Utilizan el calor del interior de la Tierra.
- Solares: Utilizan el calor del Sol.
- Otras: Cualquier forma de producción de calor.

Cabe mencionar, el aumento de los parques eólicos y de las restantes energías renovables. En los parques eólicos, se emplean gran cantidad de aerogeneradores. Estos son pequeños alternadores cuyo giro se consigue mediante aspas movidas por la fuerza del viento.

3.1 Obtención de energía eléctrica mediante el aprovechamiento del agua

Para exponer los componentes y máquinas que intervienen en la generación de la energía eléctrica realizaremos una hipotética instalación eléctrica aprovechando la energía potencial de un lago de montaña. El aprovechamiento de los lagos de montaña es uno de los sistemas menos utilizados, tanto por su escaso potencial energético como por la dificultad de su aprovechamiento racional, ya que para poder ser utilizados como almacenes de agua, los lagos tienen que disponer de un aporte del líquido elemento que los mantenga a un nivel aceptable sin demasiadas variaciones anuales. Este aporte puede provenir de la fusión de las nieves, corrientes subterráneas, ríos, etc, pero en cualquier caso

deberá garantizar que el nivel de las aguas permanezca prácticamente constante, aún con el aprovechamiento hidroeléctrico que de él se quiera realizar.

Supongamos que disponemos de esta reserva natural de agua, y que la intervención hidroeléctrica a que se le someterá no interfiera en sus condiciones medioambientales, si se cumplen estos requisitos estaremos en condiciones de iniciar su aprovechamiento.

El proceso pasará por transformar la energía potencial de que las aguas disponen (debido a la altura topográfica en la que están situadas respecto al valle), en energía cinética (agua con velocidad), útil para generar un giro en los alabes de las turbinas. Para ello se canalizan las aguas del lago mediante tuberías adecuadas, las cuales aprovechando el desnivel geográfico entre el lago y el valle, impulsarán agua a velocidad y presión adecuadas para accionar las paletas de las turbinas que se encontrarán en el fondo del valle.

Los componentes y máquinas serán por tanto:

■ Tubería:

El agua obtenida del lago la canalizamos mediante una tubería en pendiente. La energía potencial, $E_p = m \cdot g \cdot h$, que teníamos al inicio, la transformamos mediante su velocidad en energía cinética,

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2.$$

■ Turbina:

En la turbina la energía se transforma en energía mecánica mediante el giro de su eje central. Es necesario disponer de agua a una presión y velocidad determinadas para poder girar el eje de la turbina. Estas condiciones de presión y velocidad dependerán del tipo de turbina utilizada (Pelton, Francis, Kaplan).

■ Alternador:

El alternador, al estar conectado con el eje de la turbina consigue el giro de su rotor, que unido a la influencia de las bobinas del estátor nos genera energía eléctrica. Un alternador es un generador asíncrono capaz de transformar la energía mecánica en corriente eléctrica alterna.

Los alternadores basan su funcionamiento en el fenómeno de inducción magnética: una dinamo excitatriz suministra corriente al devanado inductor del rotor, el cual crea un campo magnético; el estátor forma el circuito inducido, en donde se crea la corriente alterna, proporcional a la velocidad angular del rotor. La energía mecánica que provoca el movimiento del rotor puede proceder de una turbina hidráulica o de vapor, de un motor de explosión o de cualquier otra fuente externa. Los alternadores se denominan monofásicos o polifásicos (generalmente son trifásicos) según el número de fases de la corriente alterna producida.

■ Transformador:

El transformador es un elemento eléctrico basado en el fenómeno de inducción mutua y destinado para transformar la tensión de una corriente alterna, pero conservando la potencia y la frecuencia. Para existir transporte de energía eléctrica es necesario disponer de una intensidad muy baja.

Hay dos tipos de transformadores. El transformador elevador, el cual aumenta la tensión y baja la intensidad con potencia constante (al inicio de las líneas eléctricas); y el transformador reductor, el cual reduce la tensión y aumenta la intensidad con potencia constante (al final de las líneas).

■ Motor:

Finalmente esta energía deberá ser aprovechada por medio de motores u otras máquinas que nos permitan transformar la energía eléctrica en movimiento u otra forma determinada de energía.

A modo de esquema vemos los componentes representados en la siguiente figura:

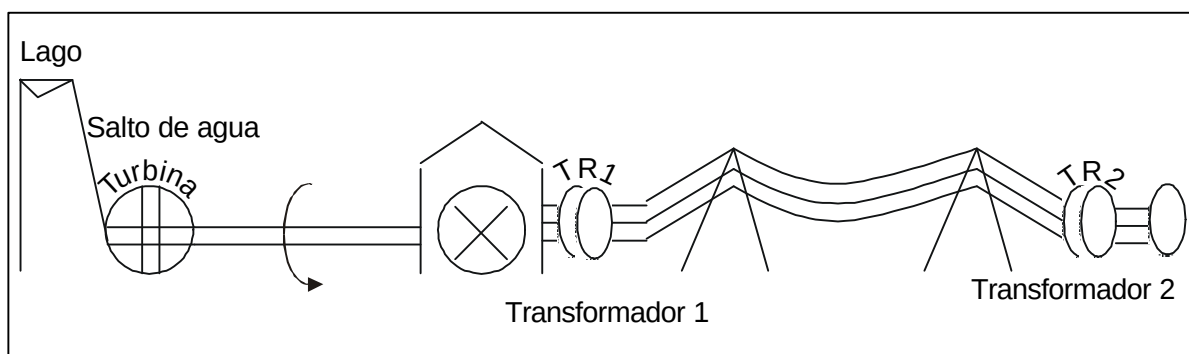


Figura nº 1: Distribución de componentes en un sistema de potencia convencional.

4. SUMINISTROS ELÉCTRICOS

Ya hemos visto con un ejemplo sencillo, como generar y transformar la energía eléctrica. Pero para su correcta utilización es necesario realizar un transporte, ya que los centros de producción suelen estar alejados de los centros de consumo.

Este transporte puede realizarse de dos grandes formas: mediante la utilización de la energía eléctrica en su forma de continua (DC), o mediante la utilización de la energía eléctrica en su forma de alterna (AC).

- Corriente continua: En cada instante los electrones circulan en la misma cantidad y sentido. Es el tipo de corriente generada por una pila o una batería. Se utiliza para suministros a grandes distancias y grandes potencias, pero resulta más costoso que la alterna ya que estos suministros deberán reunir unos requisitos para poder ser efectivos. La energía en continua se puede almacenar.
- Corriente alterna: Dependiendo del instante, los electrones circularán en un sentido o en otro, siendo también variable su cantidad. Es el tipo de corriente más empleada, siendo la que se dispone en cualquier enchufe eléctrico de una vivienda. Es la corriente que más utilizamos llegando su uso al 99% del total de energía actual. Existen dos variantes, la corriente alterna monofásica, (para bajas potencias), y la corriente alterna trifásica, que es la más utilizada.

4.1 Ventajas e inconvenientes de los suministros en alterna o continua

Actualmente, como se ha indicado más del 99% de los suministros se realizan mediante el empleo de la corriente eléctrica en su modalidad alterna trifásica, aún teniendo el grave problema de su imposibilidad de almacenamiento, mayor peligrosidad en caso de accidente, peor control y regulación de las máquinas eléctricas y dificultad de cálculo. Pero la gran ventaja que representa su

facilidad de transformación mediante el empleo de transformadores, la ventaja enormemente a la hora del transporte respecto a su rival la energía continua.

La siguiente tabla resume, de forma más clara, estas diferencias entre los suministros en continua y en alterna, dándose de esta última sus dos versiones, monofásica y trifásica.

SISTEMA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
CORRIENTE CONTINUA	1. Distribución con dos o un solo conductor, utilizando la tierra como conductor de retorno. 2. Mejor utilización de los aparatos, que pueden soportar una tensión más elevada. 3. Control simple y flexible de las máquinas eléctricas. 4. Cálculo mucho más simples, al no depender del tiempo. 5. Posibilidad de almacenamiento de esta energía en grandes cantidades. 6. Resulta cuatro veces menos peligrosa que la corriente alterna.	1. Imposibilidad de empleo de transformadores, lo que dificulta el cambio de nivel de tensión. 2. La interrupción de corriente continua presenta más problemas que la de corriente alterna. 3. La circulación de corriente continua por tierra provoca corrosión galvánica en objetos enterrados.
CORRIENTE ALTERNA MONOFÁSICA	1. Distribución con dos o un solo conductor. 2. Facilidad de interrupción de la corriente. 3. Facilidad de transformación, para adaptar el nivel de tensión	1. Una corriente monofásica no permite crear un campo magnético giratorio. 2. La potencia generada o transportada en régimen permanente no es constante. 3. El par de una máquina rotativa no es unidireccional. 4. La regulación de máquinas rotativas es difícil. 5. La potencia AC monofásica es 1/3 potencia AC trifásica.
CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICA	1. Permite crear un campo magnético giratorio. 2. La potencia eléctrica generada o transportada en régimen permanente es constante. 3. Permite el empleo de la tensión fase-fase o de la tensión fase-neutro. 4. La potencia transportada representa el triple de la transportada en monofásico. 5. El uso de transformadores permite elevar la tensión para realizar el transporte a grandes distancias.	1. Distribución con tres o más conductores. 2. La interrupción de corriente requiere tres interruptores (uno en cada fase). 3. La regulación de velocidad de máquinas rotativas no es tan simple como en las de corriente continua. 4. Más peligrosa que la corriente continua. 5. Más dificultad a la hora de realizar cálculos.

Tabla nº 2. Ventajas e inconvenientes de los diversos tipos de suministro de energía eléctrica.

5. PARÁMETROS ELÉCTRICOS CARACTERÍSTICOS

Una vez se ha definido qué el suministro mayoritario se realiza en la actualidad mediante el empleo de la corriente alterna, es necesario conocer algunos de sus parámetros o características que lo definen. Las más importantes son: frecuencia, periodo, energía o potencia, tensiones más usuales, transformación y formas de conexión.

Veamos una síntesis básica de las más importantes.

5.1. Frecuencia y periodo

Por tensión alterna se entiende en general, una tensión eléctrica cuya magnitud y sentido están sometidos a variaciones que dependen del tiempo. En la mayoría de los casos prácticos, estas variaciones se producen de forma periódica, es decir, se repiten para cada espacio igual de tiempo, las mismas magnitudes y los mismos sentidos. Estos espacios de tiempos iguales reciben el nombre de periodos, T.

La tensión generada transcurre en el tiempo según una función seno.

$$T = \text{periodo (sg)}$$

$$F = \text{frecuencia (Hz)} \rightarrow f = \frac{1}{T} = \frac{1}{\text{sg}} = \text{Hz (hercios)}$$

$$\text{Energía} \rightarrow E = f \cdot k$$

Siendo k = constante de Planck. Esto nos indica que las ondas con mayor frecuencia darán más energía que las que tengan periodos más largos (frecuencias menores).

$$\text{Longitud de onda} \rightarrow \lambda = \frac{c}{f}$$

Siendo C = la constante de la velocidad de la luz; (300 000 km/s).

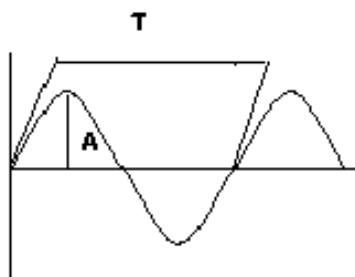


Figura nº 2. Forma característica de la evolución temporal de una magnitud eléctrica alterna.

Resumiendo, la frecuencia es la inversa del periodo; la longitud de onda es proporcional al periodo e inversamente proporcional a la frecuencia, y la energía es proporcional a la frecuencia.

La mayoría de los países utilizan una frecuencia de 50 Hz, es decir el periodo se realiza 50 veces por segundo. Países como Canadá, EEUU, Japón, o Brasil, utilizan una frecuencia de 60 Hz. A 60 Hz con el mismo componente o máquina, se obtienen valores de potencia superiores debido a su mayor frecuencia. Entonces: ¿por qué no todos los países adoptan los 60 Hz, o aún mejor 100 Hz, 1000 Hz, o 100 000 Hz, si a más frecuencia más energía?. La respuesta es simple; al aumentar la frecuencia también aumenta su reactancia inductiva ($X_L = \omega \cdot L$) y por tanto aumenta el consumo,

bajando el rendimiento. El rendimiento óptimo se obtiene alrededor de los 50 Hz, siendo a esta frecuencia donde las máquinas trabajan en condiciones económicas.

Frecuencias mayores se aplican cuando con poco peso se deben conseguir potencias elevadas, sin importar mucho el consumo, un ejemplo lo constituyen los aparatos destinados al transporte aéreo, donde priva el peso sobre el consumo.

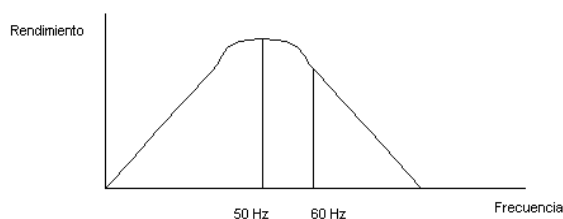


Figura nº 3. Relación entre el rendimiento y la variación de la frecuencia en corriente alterna.

5.2. Amplitud

Representa el valor máximo de la función seno. Como es independiente del tiempo, se le designa con una letra mayúscula. Es por otra parte la mitad del valor pico a pico o extremo.

5.3. Ángulo de fase ϕ .

Es el formado entre un punto 0 ($t=0$) fijado arbitrariamente y el pase por cero hacia el sentido positivo de la función seno. Equivale al desplazamiento entre fases o desfase de la función seno considerada respecto a otra con origen en el punto 0 y tomada como curva de referencia.

5.4. Valores de las magnitudes alternas

Junto a estas tres magnitudes características, amplitud, frecuencia y ángulo de fase, hay que tener en cuenta los siguientes valores:

- **Valor eficaz de una magnitud alterna:** La mayoría de los instrumentos de medida que se utilizan, no pueden captar un valor especial instantáneo, como es el máximo, sino un valor medio, llamado eficaz. Su magnitud se deduce considerando la potencia de la corriente alterna, y comparándola con la de la corriente continua.
- **Valor medio aritmético:** Si se mide una magnitud alterna con un instrumento de medida dotado de rectificador de corriente, la lectura obtenida corresponde a la media aritmética de todos los valores instantáneos.

Las tres magnitudes: valor máximo, valor eficaz y valor medio aritmético, no guardan una relación fija entre sí, sino que está depende de la forma de la curva de que se trate. Los instrumentos de medida que se contrastan para una forma de curva determinada, indican valores erróneos si la magnitud de medida se aparta de dicha curva.

5.5. Conexión de bobinas

Entendemos por bobina al conjunto de espiras de hilo conductor arrolladas al aire o sobre un núcleo de material ferromagnético, empleado para obtener campos magnéticos o para intercalar una inducción en un circuito. La bobina de inducción es un aparato eléctrico que permite obtener corrientes de alto voltaje a partir de una corriente continua de baja tensión.

Si tratamos de corrientes alternas trifásicas, como su nombre indica, serán necesarias tres bobinas, una para cada fase. Como cada bobina dispone de dos terminales, en total significarán seis terminales o puntos de conexión. La unión de estos terminales se puede realizar de varias formas, siendo dos las más empleadas en la actualidad: la conexión en estrella y la conexión en triángulo.

■ Conexión en estrella

Si los devanados de fase de un generador o consumidor se conectan, de modo que los finales de los devanados se unan en un punto común, y los comienzos de éstos sean conectados a los conductores de la línea, tal conexión se llama conexión en estrella y se designa con el símbolo Y.

Los puntos en los cuales están unidos los terminales de los devanados de fase del generador o del consumidor, se denominan correspondientemente puntos neutros del generador (0) y del consumidor (0'). Ambos puntos 0 y 0' están unidos con un conductor que se denomina conductor neutro o hilo central. Los otros tres conductores del sistema trifásico que van del generador al consumidor se denominan conductores de la línea. De este modo, el generador está unido con el consumidor mediante cuatro conductores. Por eso, dicho sistema se denomina sistema tetrafilas de corriente trifásica.

En un sistema de corriente trifásica equilibrado, el papel de conductor de vuelta lo ejecutan tres conductores del sistema, ya que al estar desfasados entre ellos 120° se anulan mutuamente; mientras que en un sistema trifásico desequilibrado de cuatro conductores el retorno se producirá a través del conductor neutro. Durante el servicio, por el conductor neutro pasa una corriente igual a la suma geométrica de tres corrientes: I_A , I_B e I_C , es decir, $\bar{I}_0 = \bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C$, que es cero en un sistema equilibrado.

Las tensiones medidas entre los comienzos de las fases del generador o consumidor y el punto neutro o conductor neutro se llaman tensiones de fase y se designan con V_A , V_B , V_C o en forma general con V_f . A menudo se establecen de antemano magnitudes de las f.e.m. de los devanados de fase del generador, designándose éstas con E_A , E_B , E_C , o E_f . Si despreciamos las resistencias de los devanados del generador, se puede escribir: $E_A = V_A$; $E_B = V_B$; $E_C = V_C$; $E_f = V_f$.

Las tensiones medidas entre los comienzos de las fases A y B, B y C, C y A del generador o consumidor se llaman tensiones compuestas y se designan con U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} o en forma general, con U_{Comp} .

El valor instantáneo de la tensión compuesta es igual a la diferencia entre los valores instantáneos de las tensiones de fase correspondientes.

En la conexión en estrella la tensión compuesta es $\sqrt{3}$ veces mayor que la de fase. Es decir:

$$U_l = \sqrt{3} U_f.$$

La corriente que pasa por un devanado de fase del generador o consumidor se llama corriente de fase y se designa en forma general con I_f . La corriente que pasa por un conductor de la línea se llama corriente de la línea y se designa en forma general con I_l . En el caso de la conexión en estrella, la corriente de la línea es igual a la de la fase, o sea, $I_l = I_f$.

El punto neutro de la estrella del consumidor puede estar en el interior del triángulo de tensiones compuestas, coincidir con uno de sus vértices, encontrarse en uno de sus lados y en algunos casos estar fuera del triángulo.

■ Conexión en triángulo

Los generadores o consumidores de corriente trifásica pueden conectarse no sólo en estrella, sino también en triángulo. Reuniendo por pares los conductores de un sistema independiente hexafilar y uniendo las fases, pasamos a un sistema trifásico trifilar conectado en triángulo.

La conexión en triángulo se ejecuta de modo que al comienzo de la fase A se conecta el extremo final de la fase B. El comienzo de esta fase B, se conecta al final de la fase C, uniéndose finalmente en inicio de la fase C, con el inicio de las fase A. Los puntos de unión de las fases sirven para conectar los conductores de la línea.

Si los devanados del generador están conectados en triángulo, cada devanado de fase crea tensión compuesta. El consumidor conectado en triángulo tiene la tensión compuesta conectada a los bornes de la resistencia de fase. Por consiguiente, en caso de conexión en triángulo la tensión de fase es igual a la compuesta: $U_{Comp} = V_f$.

La dependencia entre las corrientes de fase y de la línea, en el caso de conexión en triángulo es:

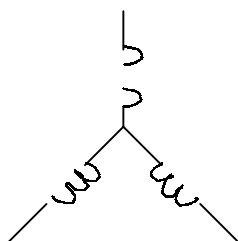
$$I_l = 2 I_f \cos 30^\circ. \text{ Puesto que: } \cos 30^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2}, \text{ entonces:}$$

$$I_l = 2 I_f \frac{\sqrt{3}}{2} = \sqrt{3} I_f$$

Por consiguiente, en el caso de carga equilibrada y conectada en triángulo la corriente de la línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que la de fase.

A modo simplificado de un dibujo de los tipos de conexiones de bobinas son:

Conexión en estrella



Conexión en triángulo

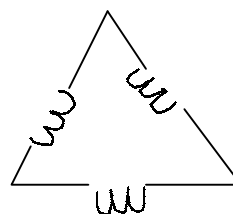


Figura nº 4. Diversos tipos de conexionado. Estrella y triángulo.

Las ventajas y los inconvenientes de las conexiones en estrella o en triángulo quedan reflejadas en la siguiente tabla, siempre considerando bobinas alimentadas con tensión y recorridas por intensidades de igual valor, tanto en la conexión estrella como en la conexión triángulo, y por tanto en los dos tipos de conexionado se obtendrán las mismas potencias:

TIPO DE CONEXIÓN	VENTAJAS	INCONVENIENTES
Conexión en estrella	1. Intensidad más pequeña. 2. Diámetro de los hilos menor. 3. Peso menor. 4. Pérdidas por efecto joule menores. 5. Coste menor de las líneas al presentar menor diámetro. 6. Con una sola línea obtenemos dos tensiones, la de línea y la de fase.	1. Aisladores más grandes 2. Más tensión de línea. 3. Tres fases más neutro (más hilos).
Conexión en triángulo	1. Los aislantes son más pequeños. 2. Ahorro económico. 3. Basta con tres hilos. Ahorro de un hilo. 4. Menos tensión de línea.	1. Intensidad mayor en la línea. 2. Diámetro de los hilos mayor (debido a la mayor intensidad). 3. Peso mayor (al tener que pasar más intensidad). 4. Más caras las líneas por presentar pesos mayores los cables. 5. Pérdidas por efecto joule mayores

Tabla nº 3. Ventajas e inconvenientes de las conexiones eléctricas en estrella y en triángulo.

Resulta interesante en la distribución de baja o media tensión la conexión estrella, mientras que para los suministros a grandes distancias la conexión triángulo se impone.

5.6. Transformador

El transporte de corriente eléctrica desde donde se produce hasta donde se utiliza conlleva unas pérdidas energéticas originadas por efecto Joule en los cables conductores. En concreto, la potencia disipada en un conductor de resistencia R por el que circula una corriente alterna de intensidad I_e es: $P = I_e^2 \cdot R$

Si se quieren reducir las pérdidas energéticas puede elegirse entre dos opciones: disminuir la resistencia del conductor que transporta la corriente o disminuir la intensidad que circula por el mismo.

La primera opción se consigue o bien cambiando el material constructivo de las líneas (solución difícil ya que esto representa utilizar materiales más conductores y por tanto aumento de los costes), o aumentar la sección del conductor, lo que implica también un aumento del coste de la instalación, al aumentar la cantidad de metal a utilizar y ser mayor el peso que tendrían que soportar las torres metálicas o postes de suspensión.

La segunda opción, disminuir la intensidad que circula por el mismo, puede conseguirse aumentando la diferencia de potencial en las líneas de conducción, ya que la potencia que transporta una corriente eléctrica es: $P = V \cdot I$, de modo que para cierto valor de potencia, cuanto mayor sea la tensión V , más pequeña será la intensidad, consiguiéndose una disminución de la potencia disipada.

El hecho de disminuir la intensidad obliga a realizar el transporte de corriente a un potencial muy elevado. Una vez en el lugar de consumo, se reduce la tensión, hasta alcanzar valores normales que no resulten peligrosos.

La facilidad con que se puede modificar la tensión de una corriente alterna, sin sufrir apenas pérdidas, frente a las dificultades de hacer lo propio con corrientes continuas, fue una de las razones que impuso el uso de la corriente alterna.

El dispositivo que permite modificar la tensión de una corriente alterna se conoce con el nombre de transformador. El transformador es una máquina eléctrica basada en el fenómeno de inducción mutua y destinado para transformar la tensión de una corriente alterna, pero conservando la misma frecuencia. El transformador más simple consta de un núcleo de acero y de dos devanados aislados, tanto del núcleo, como uno del otro.

Los generadores de corriente alterna de las centrales eléctricas suelen producir tensiones de algunos miles de voltios (25kV a lo sumo). Esta tensión no es lo suficientemente elevada para el transporte de grandes potencias (ya que con solo 25kV, para el transporte de grandes potencias serían necesarias grandes intensidades que originarían grandes pérdidas), por lo que se eleva, mediante transformadores, la tensión hasta alcanzar valores de cientos de miles de voltios, con lo que es posible el transporte de grandes potencias con pequeñas intensidades, es decir, pequeñas pérdidas. Una vez en el lugar del consumo, se reduce la tensión, utilizando nuevamente transformadores, hasta que alcanza los valores de tensión que se utilizan habitualmente.

Existen tres aplicaciones básicas para la utilización de los transformadores:

- Transporte de energía eléctrica: gracias a su capacidad de transformar los parámetros de tensión e intensidad, con la consiguiente reducción de las pérdidas Joule. Existirán dos transformadores, uno al principio de línea para la elevación del potencial (transformador elevador), y uno al final de línea para la reducción del mismo (transformador reductor).
- Interconexión de líneas eléctricas a diferentes niveles de tensión: por su capacidad de transformar los niveles de tensión, los transformadores son ideales para interconectar líneas a diferente nivel de tensión dando para todas ellas una salida común.

Algunas de las designaciones más comunes para diferentes tipos de transformadores son:

- Monofásico.
- Trifásico.
- Con refrigeración por aire (seco).
- De aceite con refrigeración natural por aire.
- De aceite con refrigeración artificial por aire (ventilación).
- De tres devanados (un devanado primario y dos secundarios por fase).
- De pararrayos (dispone de protección del aislamiento contra carga disruptiva).

6. TENSIONES MÁS FRECUENTES UTILIZADAS EN ESPAÑA

Las tensiones utilizables en España que marca el Reglamento de Líneas de Alta Tensión, están divididas en tres grandes grupos: Alta Tensión, Media Tensión, y Baja Tensión. En cada uno de estos grupos existen además tensiones que no incluye el reglamento pero son de uso muy común.

A continuación se indica un resumen de estas tensiones:

■ ALTA TENSIÓN (AT)

- Con tensiones de valores: 500 KW, 420 KW, 380 KW, 220 KW, 132 KW y 66 KW.
- Existen también líneas de 110 KW. Aunque no figura en el RAT, es ampliamente utilizada.

■ **MEDIA TENSIÓN (MT).**

- Con tensiones de valores: 45 KW, 30 KW, 20 KW, 15 KW, 10 KW, 6 KW, 5 KW y 3KW.
- Existen también líneas de 25 KW. Aunque no figura en el RAT, es ampliamente utilizado.

■ **BAJA TENSIÓN (BT).**

- Con tensiones inferiores al límite de 1 KW (= 1000 V), siendo sus valores más usuales:
- 380 V, 220 V y 127 V.
- En corriente continua el límite de la baja tensión se establece en los 1500V, siendo los valores más normales los de 220V y 110V.

7. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Es el conjunto de todas las instalaciones electrotécnicas, redes eléctricas incluidas, y todas las instalaciones adicionales para la generación, transporte y utilización de la energía eléctrica dentro de una determinada unidad territorial.

Veamos primeramente una breve descripción de cada una de las partes.

■ **Central eléctrica**

Instalación de producción de energía eléctrica que comprende los grupos generadores, la aparamenta asociada y la parte de las obras en las que están instaladas.

En el MIE-RAT 01 se define como: "Lugar y conjunto de instalaciones, incluidas las construcciones de obra civil i edificios necesarios, utilizados directa o indirectamente para la producción de energía eléctrica ".

■ **Subestación**

Conjunto situado en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las funciones siguientes: Transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de uno o más circuitos. Quedan excluidos de esta definición los centros de transformación.

■ **Subestación de maniobra**

Esta destinada a la conexión de dos o más circuitos eléctricos y a su maniobra.

■ **Subestación de transformación**

Es la destinada a la transformación de la energía eléctrica mediante uno o más transformadores cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación.

■ **Centro de transformación**

Instalación provista de uno o varios transformadores reductores de Alta a Baja tensión con la aparamenta y obra complementaria precisa.

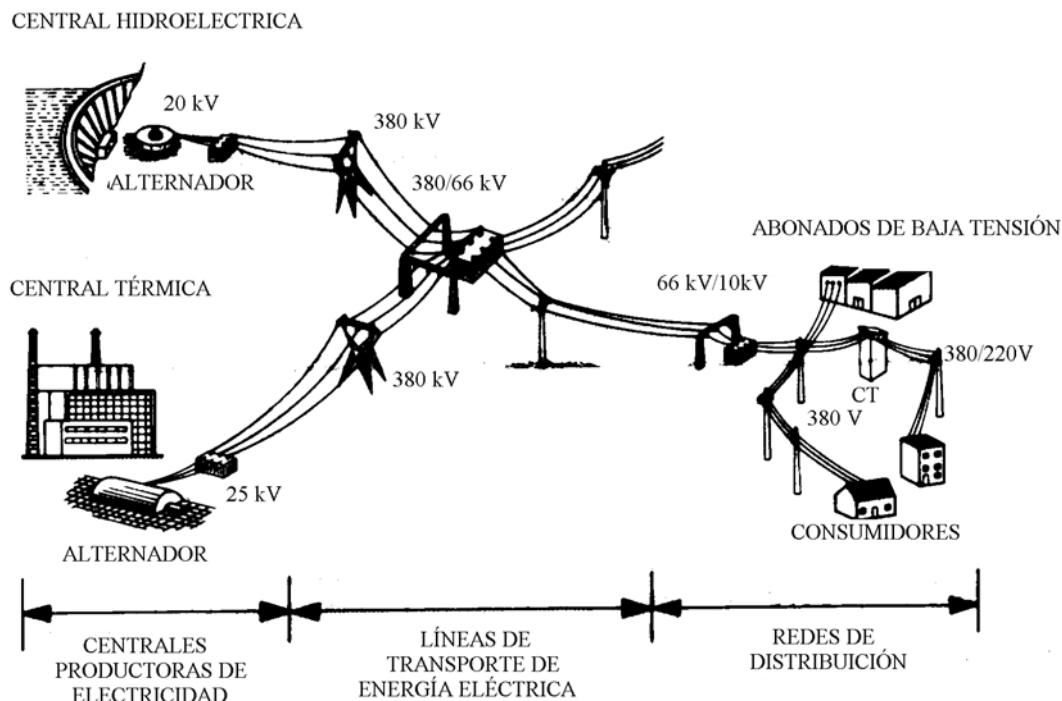


Figura nº 5. Estructura de un sistema eléctrico de potencia.

En un sistema de energía eléctrica, siguiendo el gráfico que se anexa, cada tramo de línea de transporte, generación o consumo dispone de unas características peculiares, encontrándonos con las siguientes unidades estructurales, tal como se representa en el dibujo correspondiente.

■ Zona de generación de energía eléctrica

Estará formada por los siguientes componentes:

- Central generadora eléctrica (térmica, nuclear o hidroeléctrica).
- Generador eléctrico (generador asíncrono trifásico normalmente), con una tensión de salida máxima de unos 25kV.
- Estación transformadora elevadora (Subestación de transformación).

■ Zona de transporte.

Estará formada por los siguientes componentes:

- Línea primaria de transporte de energía eléctrica. Este tramo de instalación se identificará por: grandes tensiones ($U > 132\text{kV}$ normalmente). Grandes distancias ($L > 100\text{km}$ normalmente). Sistema de interconexión en malla (todas las líneas están unidas entre sí, haciéndose esta unión extensible también entre las centrales generadoras). Y utilización de líneas aéreas.
- Subestación transformadora. Donde las tensiones y las potencias comienzan a decrecer. Suele estar formada por un conjunto de transformadores, correspondiendo a las derivaciones de la línea principal de potencia. Los transformadores pasan de alta a media tensión.

- Línea secundaria de transporte de energía eléctrica. Este tramo se identifica por: tensiones medias ($U < 66\text{kV}$ normalmente). Distancias medias ($L < 25\text{km}$ normalmente). Sistema de interconexión en malla (todas las líneas están unidas entre sí). Y utilización de líneas aéreas.
- Subestación transformadora secundaria. Donde las tensiones y las potencias se adaptan a valores más bajos. Suele estar formadas por un conjunto de transformadores, correspondiendo a las derivaciones de la línea secundaria de potencia. Los transformadores pasan de media a baja tensión.
- Línea terciaria o red pública de transporte de energía eléctrica. Este tramo se identifica por: tensiones medias-bajas ($U < 25\text{kV}$ normalmente). Distancias Cortas ($L < 1\text{km}$ normalmente). Sistema de interconexión en antena o radial (no hay interconexión entre líneas de distintas distribuciones). Y utilización de líneas aéreas o subterráneas.
- Centros de transformación a baja tensión: donde mediante un transformador se pasa de media tensión a baja tensión.
- Línea de enlace: corresponde al tramo final del transporte de energía eléctrica. Este tramo comprende desde la acometida hasta el usuario. Las tensiones son bajas ($U < 1\text{kV}$). Distancias Cortas ($L < 100\text{m}$). Sistema de interconexión en antena o radial (no hay interconexión entre líneas de distintas distribuciones). Y utilización de líneas aéreas o subterráneas dependiendo si son zonas urbanas o rurales.
- Usuarios. Todo tipo de consumo o aprovechamiento de la energía eléctrica (motores, cintas transportadoras, procesos productivos, iluminación, etc).

8. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Una división tradicional de la generación de energía eléctrica nos divide en dos grandes grupos los sistemas empleados.

Antiguamente los límites que fijaban esta división estaban definidos en función de la potencia entregada por las centrales; así 1MW era el límite mínimo para ser considerado un sistema convencional, siendo los sistemas distribuidos los que se encontraban por debajo de este valor de potencia de salida.

Con la mejora de la tecnología y la optimización de los procesos, un grupo de energías consideradas distribuidas, las energías renovables, pasan por rebasar ampliamente al límite de 1MW, no resultando esta división ya válida para la gran mayoría de centrales productoras de energía.

Actualmente, son más aceptados otros criterios, como por ejemplo: según el tipo de combustible empleado, contaminación o peligrosidad de las centrales, etc. De esta forma y teniendo presentes los criterios siguientes, se puede realizar una primera clasificación de los sistemas productores de energía eléctrica.

■ Sistemas convencionales

Estos sistemas se caracterizan por los siguientes puntos:

- Las centrales suelen ser contaminantes si no se toman las medidas adecuadas.
- Las centrales pueden llegar a producir situaciones peligrosas.
- Los combustibles empleados son limitados.
- Los combustibles empleados tienen un alto coste.

- Son centrales poco regulables, caracterizadas por suministrar la carga basa prácticamente constante.
- Suelen entregar grandes cantidades de potencia.

Con estas características se hallan entre otras las siguientes centrales:

- Centrales térmicas clásicas.
- Centrales térmicas nucleares.
- Centrales hidroeléctricas de gran potencia.

■ **Sistemas distribuidos**

Estos sistemas engloban las denominadas energías alternativas (por constituir una alternativa a las convencionales), o bien renovables (por utilizar combustibles inagotables), caracterizándose por los siguientes puntos:

- Las centrales no contaminan o lo hacen en menor medida.
- Las centrales no suelen presentar situaciones peligrosas.
- Los combustibles empleados son ilimitados.
- Los combustibles empleados son gratuitos o con un coste mínimo.
- Son centrales regulables, caracterizadas por suministrar las puntas de carga.
- Suelen entregar pequeñas cantidades de potencia.

Con estas características se hallan entre otras las siguientes centrales:

- Centrales eólicas.
- Centrales solares térmicas.
- Centrales solares fotovoltaicas.
- Centrales de biomasa. (residuos sólidos urbanos, residuos industriales, o residuos agrícolas).
- Centrales geotérmicas.
- Centrales marinas. (maremotrices, de osmosis, de corrientes marinas, gradiente térmico, etc)..
- Centrales de células de combustible.
- Centrales hidroeléctricas de pequeña potencia (minicentrales).

Por todo lo expuesto, es razonable que nos inclinemos por el aprovechamiento energético que proporcionan las centrales de energía renovable, (prácticamente todo son ventajas frente a sus compañeras las convencionales que conllevan innumerables problemas), pero las pequeñas cantidades de potencia conseguidas hasta el momento por las mismas, (no llegan a cubrir en la actualidad, y en el mejor de los casos el 25% del total de la potencia demandada), hace que por ahora y seguramente en un intervalo medio de tiempo, las grandes centrales térmicas o nucleares deberán, a pesar de todo, seguir prestando sus servicios si queremos conservar los niveles actuales de consumo.

Todo indica, no obstante, que algunas energías renovables están aumentando su producción de forma muy rápida (un ejemplo es la energía eólica que en algunos países como Alemania o España, en el transcurso de tres años han multiplicado por 10 su producción), augurándose un futuro prometedor en este campo.

Esperemos que en un tiempo, lo más breve posible, disfrutemos de estas energías no contaminantes, y así podamos disminuir la contribución de las convencionales al mínimo.

A lo largo de los capítulos que forman esta obra, se explicarán detalladamente cada una de los sistemas de generación, transporte y consumo, que definen el aprovechamiento racional de esta forma de energía tan amplia y compleja.

CAPÍTULO II: ENERGÍAS RENOVABLES

1. INTRODUCCIÓN

Las energías tradicionales (energía térmica y energía nuclear) presentan importantes inconvenientes a la hora de su generación y utilización. Estos problemas afectan a su transformación en energía eléctrica, y derivan de la contaminación y los riesgos a ellas asociados, aparte consumen combustibles limitados y con precios bastante elevados. Todas estas limitaciones unidas a la creciente sensibilización por el medio ambiente y a la insistencia de algunos países en denunciar la necesidad de respeto hacia el mismo, esta forzando el estudio de nuevas alternativas para generar energía eléctrica de forma limpia y sin alterar los ecosistemas terrestres.

El principal obstáculo que limita el uso de estas energías, con respecto a las tradicionales es, la todavía insuficiente tecnología a aplicar para obtener rendimientos elevados, y sobretodo, grandes cantidades de energía para suplir el empleo de las energías convencionales.

No obstante en los últimos años, se ha producido un aumento muy considerable en la generación de electricidad por medio del uso de estas energías que presentan indiscutibles ventajas sobre sus predecesoras, estas pasan por:

- Las energías renovables no contaminan, siendo respetuosas con el medio ambiente.
- Las energías renovables no resultan peligrosas.
- Utilizan combustibles ilimitados (sol, viento, mar, geotérmica, etc).
- Los combustibles usados suelen tener un bajo precio o son prácticamente gratuitos.

A continuación se expondrán algunas de las energías renovables más importantes que se están estudiando e implantando, considerándose siempre su uso y generación desde el punto de vista de la energía eléctrica.

2. ENERGÍA EÓLICA

La fuente de energía eólica es el viento, o mejor dicho la energía mecánica que, en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento. El viento es originado por el desigual calentamiento de la superficie de nuestro planeta, formando movimientos convectivos de la masa atmosférica.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol. Esta energía, en lugares favorables, puede ser del orden de 2.000 kWh/m^2 anuales. El 2 %, de ella se transforma en energía eólica con un valor capaz de generar una potencia de $10e^{11}$ Gigavatios.

No es una fuente de energía nueva, más bien lo contrario, es una de las energías más antiguas que se conocen, sobretodo en transporte marítimo y en instalaciones agrícolas. Lo novedoso de esta energía es su empleo para la generación de energía eléctrica, en la cual su historia se remonta a principios del siglo XX, años en los que ya se empleaba en Dinamarca. A mediados de siglo aumento su generación de forma considerable, suministrando de esta forma, energía eléctrica a zonas del país donde era difícil que la recibieran de la red general de transporte. Con la crisis del petróleo a principios de los años setenta, la importancia de las energías renovables, y entre ellas la eólica, ha aumentado de forma constante.

Lo que sí ha cambiado en el aprovechamiento eólico es la tecnología empleada, los nuevos materiales, la búsqueda de lugares apropiados para situar los parques (mapas eólicos), etc., en definitiva,

los esfuerzos están encaminados en desarrollar soluciones que permitan un mejor aprovechamiento de este tipo de instalaciones.

Para que la energía eólica sea susceptible de ser aprovechada en la actualidad, su fuente primaria, el viento, debe cumplir unos requisitos mínimos, sin los cuales su generación arroja rendimientos muy bajos; estos requisitos son:

- Existencia de viento con velocidades que permita obtener unas densidades de potencias que cumplan con los siguientes valores:
 - 1000W/m^2 : el aprovechamiento es bueno.
 - 200W/m^2 : el aprovechamiento es normal.
 - 50W/m^2 : el aprovechamiento es de bajo rendimiento.
 - Por debajo de los 50W/m^2 , no tiene interés el emplazamiento de estas centrales.
- La dirección del viento deberá ser lo más estable posible.
- Su continuidad deberá ser alta.

En definitiva la energía eólica es una forma de energía que presenta innumerables ventajas frente al uso de otras energías debido a su alto rendimiento en la transformación de la energía mecánica en eléctrica. Aunque también presenta algunas limitaciones importantes tanto técnicas, como económicas, como medioambientales.

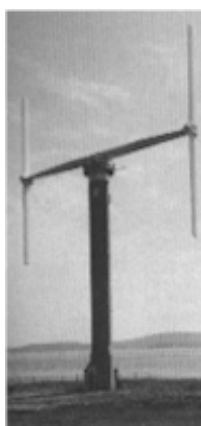
2.1. Tipos de aerogeneradores

Las máquinas destinadas a la generación de energía eléctrica mediante el empleo de la fuerza del viento suelen denominarse aerogeneradores o turbinas eólicas.

A lo largo de la historia han existido varios modelos de molinos de viento, los cuales pueden dividirse en grupos:



De eje vertical



De doble aspa



De eje horizontal

Figura nº 1. Tipos de molinos eólicos.

- De eje vertical.
- De arrastre diferencial.
- De pantalla.

- De válvulas abatibles.
- De palas giratorias.
- De variación cíclica de incidencia de palas fijas.
- De variación cíclica de incidencia de palas móviles.
- De eje horizontal.
- Molinos de viento clásicos.
- Eólicas lentas.
- Eólicas rápidas.

No obstante los modelos más empleados en la actualidad se reducen a dos tipos básicos: los modelos con turbinas eólicas de eje horizontal y los modelos con turbinas eólicas de eje vertical:

Los modelos con turbinas de eje horizontal, constan de una hélice o rotor, acoplado a un conjunto de soporte, llamado góndola o navecilla, en el interior de la cual se encuentran el alternador y la caja de engranajes. Ambos van montados sobre una torre metálica o de hormigón. Es importante notar que la hélice o rotor puede estar situada a favor del viento (sotavento), o enfrentada al viento (barlovento). Si están situados a sotavento, la turbina se orienta automáticamente en función de la dirección del viento (son autorientables), pero los efectos de las cargas de fatiga en las palas son mayores, en cambio cuando el rotor está situado a barlovento, es necesario que el generador disponga de un dispositivo de orientación, aunque posee la ventaja de que los efectos de las cargas de fatiga son menores. Estos últimos son los molinos de viento más utilizados actualmente.

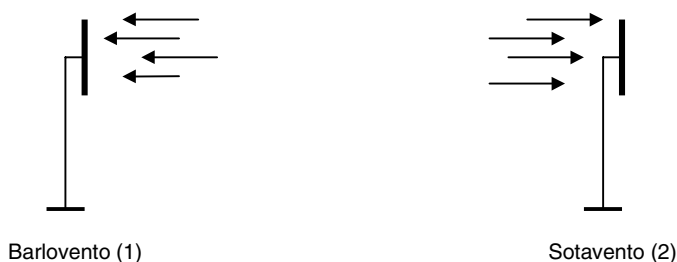


Figura nº 2. Tipos de orientaciones más características de los aerogeneradores.

Los molinos de eje vertical, presentan la ventaja de que, al tener colocado el generador en la base de la torre, las labores de mantenimiento resultan más sencillas. Aparte al ser turbinas autorientables, (ya que las palas están acopladas a lo largo de la torre, es decir perpendiculares al suelo), pueden aprovechar el viento sea cual sea la dirección del mismo. Sin embargo el rendimiento de este tipo de aerogeneradores es menor que el de eje horizontal, es por ello que en este capítulo se tratarán preferentemente los molinos de eje horizontal.

■ Molinos de eje horizontal

Tres son los elementos que definen el aerogenerador o turbina eólica de eje horizontal: el rotor, la navecilla, y la torre.

El rotor es uno de los componentes más importantes, posee dos, tres o hasta seis palas. Estas son el elemento que causa más problemas de diseño y el que representa el mayor coste de la máquina, alrededor de un 30% de la inversión total. Inicialmente estas palas fueron fabricadas de acero, aunque actualmente se ha sustituido este material por otros más ligeros como el carbono o la fibra de vidrio. Su principal problema radica en los esfuerzos variables a los que se hallan sometidas debido a las cargas aerodinámicas muy cambiantes, lo que les produce una fuerte vibración. El acoplamiento entre las vibraciones de las palas, y las vibraciones de la torre es de suma importancia, ya que un desajuste entre ambas puede producir torsiones que llegan a causar la propia destrucción de la máquina.

El segundo elemento importante es la góndola o navecilla, que es el aerogenerador propiamente dicho. En ella se encuentra un equipo mecánico y eléctrico, que permite la transformación de la energía cinética, suministrada por el rotor, en energía eléctrica. Se compone de un eje principal, adaptado al del rotor mediante un embrague, un engranaje confinado en una caja de cambios y un generador eléctrico. Esta góndola suele estar recubierta de placas de aluminio, que la aíslan del ruido y del calor. Su forma es troncocónica o cilíndrica para repartir adecuadamente su peso sobre el eje principal. Actualmente poseen un microprocesador que permite regular y controlar el ángulo de inclinación de las palas del rotor, así como la disposición de este con respecto al viento, para poder obtener el mayor rendimiento posible. Dispone por último, de un sistema de seguridad, que bloquea las palas del rotor en caso necesario, y frenos de disco, para detenerlo en caso de necesidad.

La torre es el elemento más convencional. Puede tener la forma de las torres de tendido eléctrico, aunque también existen de forma cilíndrica o troncocónica, los materiales constructivos son tanto metálicos como de hormigón. Un aspecto importante al diseñar la torre, es tener en consideración que los modos de vibración que está vaya a sufrir se acoplen adecuadamente a los modos de vibración del rotor (palas).

El funcionamiento de este tipo de máquinas es simple. El viento hace girar las palas del rotor, generando éstas energía cinética que se transmite, a través del eje principal, al alternador que esta instalado en la navecilla. Se genera así una corriente eléctrica que es transmitida a la red de transporte mediante cables que salen de la navecilla.

■ Molinos de eje vertical

Este tipo de molino funciona continuamente, siempre que haya viento, ya que venga de donde venga hará girar las aspas. Los inconvenientes que tienen este tipo de molinos, como ya se ha comentado, son su bajo rendimiento, y la falta de estudios rigurosos hasta la actualidad.

Tiene ubicado el generador cerca de tierra, facilitando el mantenimiento requerido, con diferencia respecto a las de eje horizontal, que tienen situado el generador en lo alto del molino, perjudicando así su mantenimiento.

El funcionamiento de estos molinos es análogo a los de eje horizontal: el viento mueve las palas acopladas al eje y este movimiento es transmitido al equipo generador que esta situado al pie de dicho eje.

■ Partes importantes de los aerogeneradores modernos

Actualmente las partes o componentes más importantes que definen a los aerogeneradores se concentran en dos funciones básicas:

- Dispositivos de orientación.
- Dispositivos de regulación de velocidad.

Las formas de mayor utilización son las que producen energía eléctrica y mecánica, bien sea para autoabastecimiento de electricidad, o bombeo de agua. Siendo un aerogenerador el que acciona un generador eléctrico, y un aeromotor el que acciona dispositivos, para realizar un trabajo mecánico.

Las partes básicas que los componen son:

- Cimientos: generalmente constituidos por hormigón en tierra, sobre el cual se atornilla la torre del aerogenerador. La torre, fijada al suelo por los cimientos, proporciona la altura suficiente para evitar turbulencias y superar obstáculos cercanos; la torre y los cimientos son los encargados de transmitir las cargas al suelo.

- Chasis: es el soporte donde se encuentra el generador, sistema de frenado, sistema de orientación, equipos auxiliares (hidráulico), caja de cambio, etc. Protege a estos equipos del ambiente y sirve, a su vez, de aislante acústico.
- El buje: pieza metálica de fundición que conecta las palas al eje de transmisión.
- Las palas: cuya misión es la de absorber energía del viento; el rendimiento del aerogenerador depende de la geometría de las palas, interviniendo varios factores:
 - La longitud.
 - El perfil.
 - El calaje.
 - La anchura.

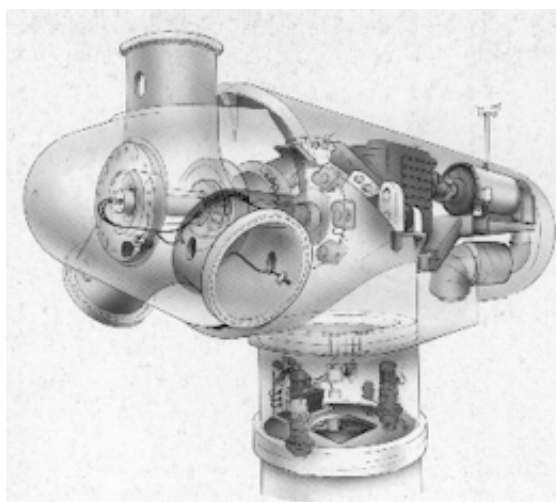


Figura nº 3. Vista interior de un aerogenerador.

■ Sistemas de un aerogenerador

- Orientación: mantiene el rotor frente al viento, minimizando los cambios de dirección del rotor con los cambios de dirección de viento; estos cambios de dirección provocan pérdidas de rendimiento y genera grandes esfuerzos con los cambios de velocidad.
- Regulación: controla la velocidad del rotor y el par motor en el eje del rotor, evitando fluctuaciones producidas por la velocidad del viento.
- Transmisión: utilizados para aumentar la velocidad de giro del rotor, para poder accionar un generador de corriente eléctrica, es un multiplicador, colocado entre el rotor y el generador.
- Generador: para la producción de corriente continua (DC) dinamo, y para la producción de corriente alterna (AC) alternador, este puede ser síncrono o asíncrono.

2.2. Impacto medioambiental y zonas aptas para su instalación

Todas las fuentes de generación de energía, en menor o mayor medida, contaminan el medio ambiente que les rodea. Esta contaminación no solo es debida a la instalación, mantenimiento y posterior utilización de la fuente generadora, sino que existe además el riesgo de otros tipos de contaminaciones, como pueden ser, la misma energía generada.

La energía eólica no es causa de agresiones importantes contra el medio ambiente, pero si lo modifica, produciendo un impacto medioambiental tanto mayor como más poblada sea la zona donde este localizada la instalación.

Este impacto se puede clasificar en cuatro grandes apartados:

- Energía generada.
- Visual.
- Flora y avifauna.
- Ruido.

El impacto de la energía generada es debido principalmente a qué, aunque ecológicamente hablando, está sea una energía limpia, no es menos cierto que la generación de energía eléctrica mediante los generadores eólicos convencionales produce un gran número de armónicos que ensucian las redes eléctricas. Este problema puede ser resuelto, mediante el empleo de convertidores de frecuencia DTC, que controlan la forma de onda de la corriente y su desfase, para así crear un campo en el entrehierro en cuadratura con el campo magnético propio. El uso de estos convertidores permite convertir la potencia eólica en eléctrica a tensión de red, suministrando corriente completamente senoidal, libre de armónicos y además en fase con la tensión de la red (intensidad activa).

El impacto visual, quizás el más difícil de evaluar por ser muy subjetivo, es uno de los más importantes. Es evidente que los parques eólicos necesitan para realizar sus funciones de sus estructuras móviles características. En los grandes parques éstas estructuras (molinos), son visibles a grandes distancias recortándose en el horizonte y constituyendo por sí mismos un tipo de paisaje característico. Estas inevitables estructuras no pasan desapercibidas para los observadores, pero la reacción que producen son bien diversas: mientras que para unos representan una agresión al medio, para otros, ofrecen una nota de paisaje agradable y característico.

El impacto sobre la avifauna de una región es más real que el anterior. Estas grandes estructuras situadas en hileras en lo alto de las colinas, originan de tanto en tanto colisiones de aves con las hélices, pero estas son mucho menores que las producidas por otras barreras más destructiva, como cables de alta tensión, antenas y otros obstáculos que representan un peligro mucho mayor para la avifauna. Para la atenuación de los efectos de las líneas eléctricas se utilizan canalizaciones subterráneas (no muy frecuentes debido a su alto precio), o cuando esto no es viable, se emplean soluciones más económicas como son la señalización de estas líneas con bolas de plástico, cintas o tubos. De más difícil solución son las colisiones de aves con las hélices, para lo cual no existen soluciones verdaderamente efectivas, intentándose evitar en lo posible la existencia de parques eólicos en zonas con altas densidades de especies protegidas o en las rutas migratorias de las mismas.

En impacto sobre la flora es de más fácil solución. Cuando se produce la construcción de un parque eólico se altera las características del terreno próximo al mismo debido principalmente a los movimientos de tierra, la construcción de cimentaciones, accesos etc. Este paisaje alterado ha de ser restaurado en su mayor parte, asimilándolo en lo posible al estado que tenía en su entorno natural. Esta restauración pasa por la topografía, las especies vegetales, los animales y tipos de terreno, siendo muy interesante considerar la posibilidad, si el entorno se hallaba muy alterado por la presencia humana antes de la construcción del parque eólico, de repoblación con especies clímax, ya que son las que verdaderamente se adaptan a las características de cada zona.

Uno de los impactos medioambientales más negativos que produce la generación de energía eléctrica mediante el empleo de molinos eólicos, es el derivado del ruido que producen los aerogeneradores durante su funcionamiento. Este ruido, no obstante, puede clasificarse en dos grupos según el origen de las fuentes que lo originan: por una parte está el ruido mecánico procedente del generador (caja multiplicadora, bobinas, conexiones, etc.), mientras que el ruido aerodinámico tiene su origen en el movimiento de las palas. El primero se está disminuyendo continuamente, gracias a la mejora tecnológica tanto en el diseño y utilización de nuevos materiales, como en la posterior

construcción de todos los elementos que forman los aerogeneradores. El ruido aerodinámico (incidencia del aire sobre las palas) está formado por: el ruido que se produce al incidir el flujo inestable del aire sobre las palas (a este ruido se le suele denominar de banda ancha) y suele tener un cierto ritmo, y por otra parte existe otro ruido de baja frecuencia (irreflexivo), inaudible para las personas, pero que puede llegar a producir vibraciones molestas en edificaciones situadas a cierta distancia. Este ruido de baja frecuencia depende del número y de la forma de las palas, así como de las turbulencias locales, de forma que a mayor velocidad del viento y rotación de las turbinas, más importante será su efecto. Es por este motivo que los diseños actuales de los aerogeneradores intentan conseguir potencias similares con velocidades menores de rotación.

Aunque los límites permisibles del ruido varían según las legislaciones de cada país, parece razonable aceptar como límite de ruido industrial, el comprendido entre 40 y 60 dB. Las legislaciones futuras deberán de tener presente estos requisitos a la hora de otorgar los correspondientes permisos, de forma que el diseño de las nuevas instalaciones de aerogeneradores, produzcan el menor ruido posible.

En Cataluña se ha reducido el impacto medioambiental ligado a procesos energéticos, mediante las mejoras en eficiencia energética (del 35% en los últimos 15 años), implantación de la cogeneración (928 MW instalados) y la potenciación de las energías renovables (Plan de Parques Eólicos 1997-10). El Plan Director de Parques Eólicos censa hasta 75 localizaciones susceptibles de disponer de instalaciones de este tipo. Actualmente la potencia instalada en los parques eólicos en funcionamiento asciende a 30MW.

En definitiva las energías alternativas (hidroeléctrica, eólica, solar y térmica) representan un 5.8% de la energía total producida en Cataluña, y se pretende llegar al 11% alrededor del año 2010.

En España, en los últimos años, la generación de energía eólica ha experimentado un gran aumento, existiendo en la actualidad unos 800MW instalados y apuntando las previsiones a que se ascienda hasta los 8000MW en un periodo de tres años. En Alemania, para un periodo similar de tiempo, se ha multiplicado por once la producción y generación de energía eléctrica mediante la utilización de generadores eólicos.

Por último las zonas más adecuadas para la instalación de los parques eólicos coinciden en España con las zonas con más viento, pero atención, el viento tiene que ser constante y con una dirección bien definida; así el Valle del Ebro, zona occidental de Galicia, y zonas próximas al estrecho de Gibraltar, son zonas propicias, ya que el viento es frecuente y su sentido muy regular, es tal su importancia que los habitantes de estas zonas, han puesto nombres propios para designarlos.

3. ENERGÍA SOLAR

España es un país privilegiado en el desarrollo del aprovechamiento de la energía solar, ya que es uno de los países con más horas de sol de Europa, permitiendo augurar un futuro esperanzador a este tipo de energías, tanto sea por vía térmica como por vía fotovoltaica. La energía solar, en sus diversas variantes, intenta aprovechar el potencial calorífico que el sol emite de forma constante y que llega a nuestro planeta en forma de radiación solar.

El sol esta formado fundamentalmente por helio, hidrógeno y carbono. En el mismo de forma constante se producen reacciones de fusión, mediante las cuales dos átomos de hidrógeno se fusionan, dando lugar a un átomo de helio y liberando gran cantidad de energía. Solo una parte de esta energía llega a la superficie de la tierra, ya que al toparse con la atmósfera se producen los efectos típicos de cualquier radiación: la reflexión, la refracción y la absorción. Solo una parte de la refracción alcanzará pues la superficie de la tierra. No toda la radiación que puede cruzar la atmósfera es aprovechable, dividiéndose está en dos grandes grupos; la radiación directa y la radiación difusa o reflejada.

- Radiación difusa: es cuando el sol no incide de forma directa sobre la superficie de la tierra, como por ejemplo cuando esta nublado. Esta radiación llega pues muy debilitada, y en muchas ocasiones es el reflejo de la radiación directa que afecta a zonas próximas. Este tipo de energía no se utiliza normalmente, solo algunos colectores planos y las células fotovoltaicas son capaces de aprovecharla en parte.
- Radiación Directa: se da cuando hay sol. Es decir, los rayos inciden de forma nítida sobre la superficie terrestre. Este tipo de energía es la que se utiliza para generar energía.

La energía solar ofrece innumerables ventajas frente a otras energías convencionales, dado su carácter gratuito y al ser una fuente energética inagotable (se estima la vida del sol en unos 6000 millones de años), además mediante procesos de concentración, pueden alcanzarse temperaturas de hasta 3000°C, temperatura que permite poner en marcha los más variados ciclos termodinámicos.

La energía solar, no obstante, tiene graves inconvenientes. Entre ellos cabe destacar que depende de múltiples factores como son las estaciones del año, o las fluctuaciones diarias, las condiciones climatológicas o la situación geográfica, etc. Aparte actualmente todavía no existe una tecnología suficientemente avanzada que permita su almacenamiento en grandes cantidades y los componentes de las instalaciones resultan sumamente caros. Es por tanto una energía con futuro, pero con evidentes limitaciones técnicas y económicas en la actualidad.

La energía solar puede aprovecharse por conversión de la misma en calor (sistemas térmicos de calefacción, agua caliente sanitaria, o transformación en electricidad), o bien transformándola directamente en energía eléctrica mediante el empleo de placas fotovoltaicas.

3.1. Energía solar térmica

Un sistema de aprovechamiento de la energía solar muy extendido es el térmico. El medio para conseguir este aporte de temperatura se hace por medio de colectores.

El colector es una superficie, que expuesta a la radiación solar, permite absorber su calor y transmitirlo a un fluido. Existen tres técnicas diferentes para este aprovechamiento, en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie captadora, pudiéndose clasificar como de:

- Baja temperatura: con captación directa, la temperatura del fluido esta por debajo del punto de ebullición.
- Media temperatura: captación de bajo índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 100°C, pero sin superar los 200°C.
- Alta temperatura: captación de alto índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 300°C, pudiéndose alcanzar valores de hasta 3000°C.

■ Sistemas de baja temperatura

Su rango de temperaturas oscila enormemente aunque suele estar comprendido normalmente entre los 80°C y 90° C. No se puede generar vapor, por lo tanto no existen turbinas y de esto se deduce que no son aptos para generar energía eléctrica.

El modo de captación de calor, a través de los colectores, consiste en dejar pasar las ondas de la radiación solar o luminosas, que son de frecuencia alta (pequeña longitud de onda). Una vez estas ondas han atravesado los colectores, aumentan la temperatura de su interior, volviendo a ser reflejadas hacia el exterior del colector pero esta vez en forma de ondas caloríficas. Estas ondas caloríficas son de baja frecuencia (longitud de onda grande), impidiendo los materiales constructivos del colector su paso, lo que repercute en un aumento de temperatura en su seno. Por último es necesario su almacenamiento mediante los métodos y componentes adecuados.

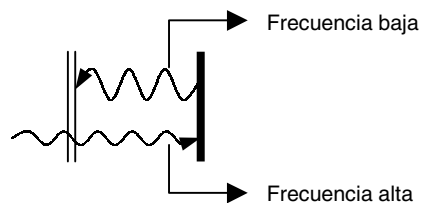


Figura nº 4. Refracción de ondas de luz y térmicas a través de un colector.

En la figura anterior vemos como los colectores permiten el paso de la luz ultravioleta (frecuencia alta), pero no deja pasar el calor (frecuencia baja).



Figura nº 5. Colectores de baja temperatura.

Generalmente el aprovechamiento térmico a baja temperatura se realiza a través de colectores planos, cuya característica común es que no tienen poder de concentración, es decir, la relación entre la superficie externa del colector y la superficie captadora, la interior, es prácticamente la unidad.

Estos captadores constan de los siguientes elementos:

- **Cubierta exterior:** Generalmente formada por una lámina de cristal, lo más transparente posible, aunque a veces es sustituida por algún tipo de plástico (Tedlar, EVA). Se pueden encontrar con varias capas de cristales, evitando así pérdidas de calor, pero encareciendo el colector. Es la parte más propensa a la rotura, ya sea por agresiones externas o por efecto de la dilatación del propio cristal.
- **Placa absorbente:** Es prácticamente una placa plana pintada de negro, con objeto de aumentar su poder de absorción y disminuir la reflexión.
- **Tubos para el fluido calorportador:** estos van soldados a la placa o sencillamente son parte de ella.
- **Aislamiento:** Es el recubrimiento en todos los lados del panel, excepto en la parte acristalada, que evita pérdidas térmicas. El material es cualquier tipo de aislante (fibra de vidrio, poliuretano) y el grosor depende de la aplicación, lugar, tipo de aislante etc.
- **Caja exterior.** Es la que alberga a todos los componentes (cubierta exterior, placa absorbente, aislamiento) generalmente de aluminio, por su poco peso y aguante a la corrosión.

Existen otros tipos de colectores planos que no responden a esta descripción:

- **Colectores para piscinas:** Son colectores sin cubierta, sin aislante y sin caja, solamente están compuestos por la placa absorbente, que por lo general es de un material plástico. Aumentan la temperatura del agua entre 2°C y 5°C. Su funcionamiento está restringido a las épocas veraniegas ya que tiene grandes pérdidas. Su uso para calentar el agua de las piscinas es prácticamente el único aprovechable.
- **Colectores de vacío:** Están compuestos de una doble cubierta envolvente, herméticamente cerrada, en la cual se ha practicado el vacío, de esta forma las pérdidas por convección se reducen considerablemente. El problema de estos colectores es el elevado precio y la pérdida de vacío que se produce con el paso del tiempo.

Las aplicaciones más frecuentes en sistemas a bajas temperaturas se reducen a los sistemas de calefacción, agua caliente sanitaria, y aplicaciones afines como las descritas para piscinas, industrias, etc.

■ **Sistemas a media temperatura**

Su rango de temperaturas oscila entre 100°C y 300°C. Estas temperaturas permiten la generación de vapor, y por tanto energía eléctrica, pero debido a que estas temperaturas no son excesivamente grandes, su aplicación principal radica en la producción de vapor para procesos industriales, o calentamiento de grandes superficies de agua como las piscinas.

La forma de producción y aprovechamiento del calor puede observarse en este organigrama, que de forma secuencial, permite ver las distintas conversiones que tienen lugar:

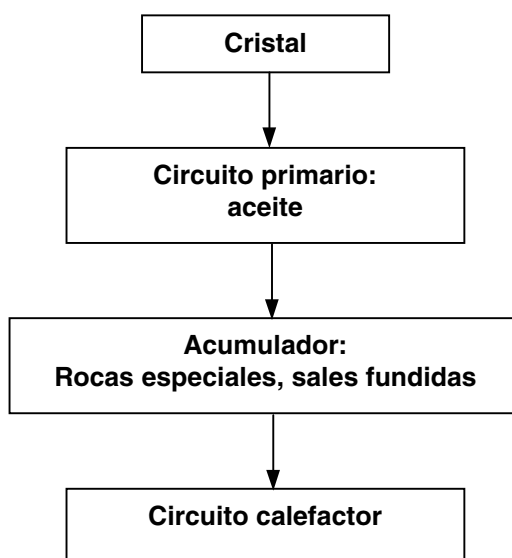


Tabla nº 1. Organigrama de un sistema solar a media temperatura.

Estas instalaciones a media temperatura disponen de más paneles que las instalaciones de baja temperatura y con formas más estudiadas: parabólicas, hiperbólicas.

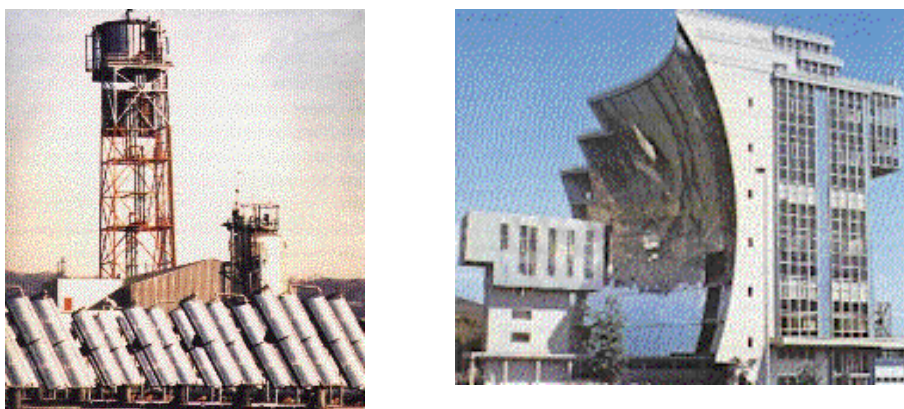


Figura nº 6. Colectores para media y alta temperatura.

Los colectores cilíndrico-parabólicos permiten una absorción más eficaz de la radiación solar. El funcionamiento es el descrito en el organigrama precedente: la energía del sol es recogida por los colectores, esta energía es transmitida a un fluido operante (por ejemplo un aceite térmico). El fluido se calienta y transporta dicha energía, por medio de un circuito primario, hasta una caldera, donde esta energía calorífica es transmitida a un segundo circuito operante. Este segundo circuito (generalmente agua) se convierte en vapor a gran temperatura, y es enviado a un grupo turbina-alternador, para su conversión en energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico convencional, o bien es utilizado para alimentar procesos industriales o de calefacción.

Estos sistemas suelen disponer de algún dispositivo que permita almacenar una cierta cantidad de energía en forma de calor. Esto permite hacer frente a las normales fluctuaciones de la radiación solar. En estos casos el fluido del circuito secundario, antes de entrar en la caldera, pasa por el dispositivo almacenador de energía calorífica, siendo este dispositivo el que posteriormente alimentará a la caldera.

■ Sistemas a alta temperatura

Para la obtención de elevadas temperaturas (más de 300°C, hasta valores de 3000°C, en algunos hornos solares), es necesario recurrir a colectores especiales, ya que con los planos es imposible, estos colectores son los colectores de concentración, cuya filosofía no es más que aumentar la radiación por unidad de superficie. Hay varias formas y sistemas, pero la parte común a todos se centra en la mejora de la orientación respecto al sol.

Estos colectores se componen básicamente de las siguientes partes:

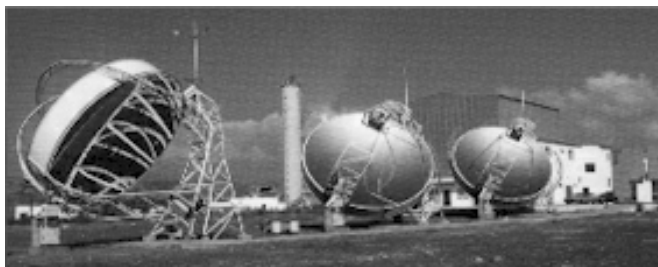
- Superficie reflectora: constituida por una lámina reflectora, generalmente de Mylar, Hostafilon u otro material plástico de características similares, también pueden ser de vidrio con recubrimiento de espejo, estos no son muy habituales, ya que tienen que soportar las inclemencias del medio y es difícil la fabricación de forma curvada. En todos los casos deben tener una reflectividad superior al 95%.
- Superficie absorbente: dependen de la forma de la superficie reflectora, pero generalmente son de forma cilíndrica o plana, pintadas de negro o recubiertas con una capa de material selectivo.
- Cubierta protectora: generalmente protegen a la superficie absorbente y casi nunca a la superficie reflectora, el aislante habitual es el vacío.

Otra parte importante en cualquier colector solar a alta temperatura, lo forma el sistema de seguimiento. Este puede ser de varios tipos:

- De movimiento longitudinal: de un eje, con movimiento de Este a Oeste.
- De movimiento latitudinal: de un eje, con movimiento de Norte a Sur.
- De movimiento completo: de dos ejes, puede orientarse en todas direcciones.

Se puede destacar de estos sistemas, que la parte más importante, es la forma de la superficie reflectora y esta pueden ser de las siguientes características:

- Concentradores cilindro-parabólicos: compuestos (CPC) constituidos por dos ramas de parábola, cuyos focos se encuentran en el extremo de la rama opuesta.
- CPC sin trincar: son aquellos que disponen de las ramas de parábola simétricas, cubriendo ángulos iguales a ambos lados de la superficie reflectora.
- CPC truncados: son los que disponen de ramas de la parábola no simétricas, teniendo truncadas una o ambas ramas.
- Asimétricos: como indica su nombre, no poseen simetría respecto del eje del concentrador.
- Lentes de fresnel: son una derivación de las lentes plano-convexas.



Paraboloidales: son los formados por una paraboloides, dotados de una geometría muy compleja de fabricar, llegando a tener una razón de concentración superior a 2000.



Deformación elástica de membrana: formada por membranas metalizadas, montadas sobre una estructura, parecida a la de un tambor, adquiriendo una forma semejante a una paraboloides cuando son sometidas a una depresión mediante vacío.

Figura nº 7. Diversas configuraciones de colectores solares para altas temperaturas.

Una de las instalaciones más significativas para el aprovechamiento de la energía solar térmica son las centrales termoelectricas de receptor central. Estas constan de una amplia superficie de heliostatos, es decir de grandes espejos sostenidos por soportes que reflejan la radiación solar y la concentran en un pequeño punto receptor central. Normalmente este punto central se encuentra instalado en una torre, de la que se deriva su nombre de central solar de tipo torre central.

El receptor transmite la radiación solar en forma de calor a un fluido (agua, sales fundidas, sodio, aire, etc), que circula por un circuito primario. Este fluido es enviado a una caldera, la cual convierte en vapor un segundo fluido (normalmente agua), que circula por un circuito secundario. El vapor así generado sirve para accionar un sistema turbina-generator, para la producción de energía eléctrica.

En este tipo de centrales, se suele disponer también de unos dispositivos acumuladores de calor, evitándose las fluctuaciones periódicas de las radiaciones solares. Estos dispositivos suelen estar constituidos por sales fundidas, aceites térmicos, rocas o cualquier otro material con una gran inercia térmica que asegure el mantenimiento del calor durante un periodo de tiempo.

Los heliostatos, finalmente, poseen unos mecanismos electrónicos que reciben periódicamente las ordenes que les transmite un programa asociado a un ordenador central. Estas órdenes hacen que cada heliostato se vaya moviendo según dos ejes de giro, de modo que puedan estar en cada momento en la posición más adecuada para recibir la mayor cantidad de radiación solar posible, y asimismo, poderla concentrar eficazmente en el receptor central instalado en la torre.

Como resumen indicaremos que los sistemas de energía térmica solar a baja y media temperatura son ampliamente utilizados, por ejemplo para sistemas de calefacción, agua caliente sanitaria, secado de materiales, piscinas, producción de vapor industrial, etc.

En cambio los sistemas térmicos solares a alta temperatura para la producción de energía eléctrica, están en fase todavía de experimentación, no siendo utilizados con demasiada frecuencia.

3.2. Energía solar fotovoltaica

Los sistemas solares fotovoltaicos consisten en un conjunto de elementos denominados células solares o fotovoltaicas, dispuestas en paneles. Estas células, formadas por materiales adecuados, transforman directamente la luz solar en energía eléctrica, sin necesidad de ninguna transformación previa.

La luz solar, como radiación que es, transporta energía en forma de flujo de fotones. Estos fotones cuando inciden en determinados materiales semiconductores, y bajo ciertas circunstancias, provocan una corriente eléctrica, ha este efecto se le denomina efecto fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas son, por tanto, pequeños elementos fabricados con material semiconductor (silicio o germanio), dopado, es decir con impurezas de tipo N o P, lo que permite aumentar su capacidad conductora, convirtiendo la radiación luminosa en energía eléctrica por medio del efecto fotovoltaico.

Normalmente las células fotovoltaicas están formadas por dos láminas muy delgadas de materiales semiconductores que se superponen; la primera de ellas es de silicio, con impurezas de un material pentavalente (fósforo), por lo que se denomina dopado de tipo negativo o simplemente de tipo N. La segunda capa, también de silicio, esta dopada con materiales trivalentes (boro), con lo que queda cargada positivamente, o simplemente dopado de tipo P.

Cuando el sol ilumina la célula, la radiación luminosa provoca una corriente eléctrica en el interior de la misma, generándose una tensión entre los dos electrodos situados en cada una de las capas de la célula; todo ocurre como se expone a continuación.

Disponiendo de un cristal semiconductor de silicio formado por una región de tipo P (huecos) y otra región de tipo N (electrones), se consigue una diferencia de potencial que hace que los electrones tengan menos energía en la zona N, que en la zona P. Por esta razón los electrones son enviados a la zona N y los huecos a la zona P. Cuando inciden fotones sobre este tipo de semiconductor (unión P-N), es cuando se rompen algunos enlaces, generándose de esta forma pares electrón-hueco.

Las células solares, para poder suministrar energía al exterior, van provistas de unos dedos o mallas de metalización frontal, que consisten en partes metálicas por las que circula al exterior la corriente eléctrica generada.

Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor que lo que se denomina longitud de difusión, estos pares serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona N y el hueco hacia la zona P. De esta forma se da una corriente de la zona N, a la zona P. Si estos electrones consiguen ser recolectados por la malla de metalización, obtendremos energía eléctrica.

Sí, por el contrario, la longitud de difusión es muy corta, el par electrón-hueco, se recombinará dando origen a calor y no ha energía eléctrica.

Aunque existen diferentes tipos de captadores fotovoltaicos, algunas de las características básicas pueden ser asociadas a la mayor parte de los mismos, entre ellas podemos destacar:

- Recoge la energía directamente del sol (aprovechan la radiación directa, pero no la difusa).
- La energía generada es en forma de corriente continua.
- En cada célula fotovoltaica se obtienen unos 0,58 V cuando la iluminación es de 1kW/m^2 .
- Las células se unen en grupos de 36 unidades formando un panel solar.
- Una de sus utilidades es la de abastecer eléctricamente una instalación aislada.
- Es una energía limpia ecológicamente hablando.
- Las principales instalaciones de España se encuentran en el sur (Almería) coincidiendo con un clima más soleado.

■ Factores que provocan pérdidas en la generación fotovoltaica

No todos los fotones incidentes sobre las células generan electricidad, hay factores que provocan pérdidas en esta generación, como son:

- Energía de fotones incidentes: hay veces que los fotones incidentes no disponen de la energía necesaria para romper un enlace covalente y crear un par electrón-hueco. Mientras que otras, el fotón tiene demasiada energía, la cual se disipa en forma de calor.
- Recombinación: es el hecho de que los electrones liberados ocupen un hueco próximo a ellos.
- Reflexión: parte de la radiación incidente en la célula es reflejada.
- Malla de metalización: estos contactos eléctricos en el exterior de la célula, disminuyen la superficie de captación.
- Resistencia serie: es el efecto Joule producido por el paso de electrones a través del silicio, la malla de metalización y resistencia de los contactos de conexión eléctricas al circuito exterior.
- Resistencia paralelo: tiene origen en las imperfecciones de la unión P-N, creando fugas de corriente.

■ Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas conexas entre sí, son montadas en un módulo o panel formando un panel solar, asimismo un amplio conjunto de estos paneles solares fotovoltaicos, adecuadamente dispuestos, formarán la central solar. Las características eléctricas de estas instalaciones vienen determinadas por el número y forma de conexión de las células.

- Tipos de conexión:
 - Conexión serie: conexas de forma que el lado P, este conectado con el lado N de otra célula, y así sucesivamente, quedando cada extremo con un lado N y otro P. Las tensiones generadas de cada célula se suman, la corriente es igual para todas las células.

- Conexión paralelo: uniendo todos los lados de tipo P, por un lado, y los de tipo N por otro. La tensión es la correspondiente a una célula, pero la intensidad aumenta, ya que es la suma de todas las intensidades generadas por cada célula.
- Conexión mixta: es la conexión combinada en serie y paralelo de las células. Las propiedades de la tensión y de la intensidad, en este caso, dependerán del conexionado final. Normalmente la tensión generada será la suma de las tensiones de las células en serie, siendo la corriente la suma de todas las células en paralelo.

$$I_{\text{TOTAL}} = I \times \text{número de células en paralelo}$$

$$V_{\text{TOTAL}} = V \times \text{número de células en serie}$$

- Tipos de paneles.

Por último indicar que existen varios tipos de paneles fotovoltaicos, que se diferencian bien por su tecnología de fabricación de las células o por su aplicación, entre ellos podemos destacar los siguientes.

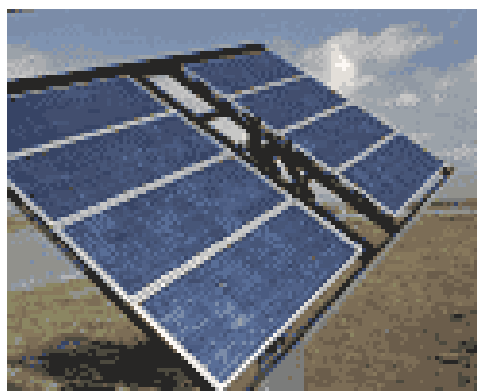


Figura nº 8. Paneles solares fotovoltaicos.

- Paneles de silicio monocristalino.
- Paneles de silicio policristalino.
- Paneles de silicio amorfo.
- Paneles de policristalinos de lámina delgada.
- Paneles para el espacio.
- Paneles de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre.
- Paneles de telurio de cadmio.
- Paneles de seleniuro de cobre e indio.
- Paneles de arseniuro de galio o de concentración.
- Paneles bifaciales.

3.3. Ventajas e inconvenientes de los sistemas solares para la generación eléctrica

Uno de los principales problemas a los que se enfrentan actualmente los sistemas solares fotovoltaicos, es la imposibilidad por el momento, de alcanzar con estas instalaciones potencias elevadas, quedando su uso restringido a pequeñas instalaciones.

Otro problema importante es el elevado coste del kW generado, esto es debido principalmente al alto precio de las instalaciones necesarias para estas centrales, y quizás al empleo de tecnologías aún no suficientemente estudiadas.

Una de las aplicaciones que se han reseñado de las instalaciones solares térmicas es la de proporcionar calor o alimentar sistemas de calefacción. Aquí se topa con un problema conceptual, en los climas más fríos, y por tanto con más necesidad de calor, normalmente el sol brilla por su ausencia, no resultando pues demasiado rentables estas instalaciones. Esto ha limitado su expansión en países con climas Atlánticos, o Nórdicos donde el ambiente brumoso no facilita la labor de las células solares.

No obstante, en los últimos años se ha experimentado un gran desarrollo de las mismas, esto es debido a que no necesitan conexión con la red eléctrica, lo que permite el abastecimiento de energía eléctrica a zonas alejadas o aisladas. Otra ventaja es su consumo nulo, solo es necesario disponer de sol y unos paneles para alimentar una pequeña instalación eléctrica que funcionará prácticamente sin coste. Finalmente esta energía no contamina, no produce ruidos, el impacto visual es menor que la eólica y no produce residuos nocivos.

España con 7000 kW, instalados en centrales fotovoltaicas, que generan cerca de 12 MWh anuales, esta apostando enormemente por este tipo de energías renovables. La mayor parte de las instalaciones existentes en nuestro país se hallan situadas en la mitad sur, aprovechando la benignidad del clima y su mayor insolación.

4. ENERGÍA DE LA BIOMASA

La más amplia definición de BIOMASA sería considerar como tal, a toda la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los procedentes de su transformación natural o artificial.

De esta amplia gama de recursos se aprovechan principalmente los siguientes tipos de materiales:

- Madera, vegetales (se crean específicamente para su posterior aprovechamiento).
- Residuos forestales (como desechos de las talas de árboles).
- Residuos Industriales (de diversos tipos).
- RSU (Residuos sólidos urbanos).

Todos estos recursos pueden ser utilizados como materias primas energéticas (combustibles), en los diversos tipos de instalaciones térmicas existentes. Normalmente su utilización requerirá de un tratamiento previo para su mejor aprovechamiento.

El aprovechamiento reciente de los residuos sólidos urbanos (las basuras domésticas), ha significado la incorporación de estos materiales, cuyo volumen aumenta día a día en las grandes ciudades, a la producción energética. En España se generan alrededor de 15 millones de toneladas anuales de RSU, es decir, cerca de 400 toneladas por habitante y año, un volumen tan grande de materiales energéticamente utilizables no podía pasar por alto, y actualmente son ya varias las instalaciones dedicadas a su explotación.

Para la eliminación actual de estos residuos se utiliza la incineración. Dado que la cantidad y contenido energético de los residuos sólidos urbanos es cada vez mayor, se han destinado instalaciones que combinan la eliminación de estos residuos con su utilización como combustible para dar lugar a procesos térmicos, o incluso estas plantas poseen una sección donde parte del material es clasificado, reciclado y devuelto a los usos domésticos o industriales.

La energía de la Biomasa, por tanto, puede clasificar de la siguiente forma:

Biomasa natural: es la que se produce en la naturaleza sin la intervención humana.



Biomasa residual: es la que genera cualquier actividad humana principalmente en los procesos agrícolas, ganaderos y los del propio hombre, tal como, basuras y aguas residuales.



Biomasa producida: es la cultivada con el propósito de obtener biomasa transformable en combustible, en vez de producir alimentos, como la caña de azúcar en Brasil, orientada a la producción de etanol para carburante.

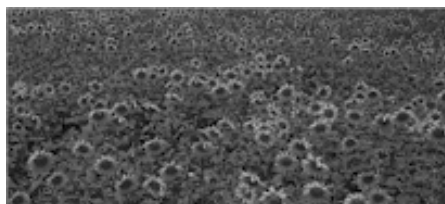


Figura nº 9. Diversos tipos de materiales utilizados como la biomasa.

Desde el punto de vista energético, la biomasa se puede aprovechar de dos formas diferentes; quemándola para producir calor, o transformándola en combustible para su mejor transporte y almacenamiento.

La naturaleza de la biomasa es muy variada, ya que depende de la propia fuente, pudiendo ser animal o vegetal, pero generalmente se compone de hidratos de carbono, lípidos y proteínas. Siendo la biomasa vegetal la que se compone mayoritariamente de hidratos de carbono, y la animal de lípidos y proteínas.

La utilización con fines energéticos de la biomasa requiere de una previa adecuación para ser utilizarla, posteriormente en los sistemas convencionales de transformación. Esta adecuación será diferente dependiendo del tipo de biomasa empleado, mientras que en unos casos bastara con una mínima limpieza y trituración del material, en la mayoría de ocasiones el proceso será más laborioso.

4.1. Adecuación de la biomasa para fines energéticos

Podemos clasificar estos procesos en función del método empleado en su tratamiento, pudiéndose dividir en:

- Físicos: son procesos que actúan físicamente sobre la biomasa y están asociados a las fases primarias de la transformación. Estos procesos están incluidos en la fase de acondicionamiento y son: el triturado, el astillado, el compactado e incluso el secado.
- Químicos: son los procesos relacionados con la digestión química, generalmente mediante hidrólisis, pirólisis y gasificación.

- **Biológicos:** son los llevados a cabo por la acción directa de microorganismos o de sus enzimas, generalmente llamado fermentación. Son procesos relacionados con la producción de ácidos orgánicos, alcoholes, cetonas y polímeros.
- **Termoquímicos:** están basados en la transformación química de la biomasa, al someterla a altas temperaturas (300°C - 1500°C). Cuando se calienta la biomasa se produce un proceso de secado y evaporación de sus componentes volátiles, seguido de reacciones de craqueo o descomposición de sus moléculas, seguidas por reacciones en la que los productos resultantes de la primera fase reaccionan entre sí y con los componentes de la atmósfera en la que tenga lugar la reacción, de esta forma se consiguen los productos finales.

4.2. Procesos principales de la conversión termoquímica de la biomasa

Según el control de las condiciones del proceso se consiguen productos finales diferentes, lo que da lugar a los tres procesos principales de la conversión termoquímica de la biomasa:

- **Combustión:** Se produce en una atmósfera oxidante, de aire u oxígeno, obteniendo cuando es completa, dióxido de carbono, agua y sales minerales (cenizas). Se obtiene calor en forma de gases calientes.
- **Gasificación:** es una combustión incompleta de la biomasa a una temperatura de entre 600°C a 1500°C, en una atmósfera pobre de oxígeno, en la que la cantidad disponible de este compuesto está por debajo del punto estequiométrico, es decir, el mínimo necesario para que se produzca la reacción de combustión. En este caso se obtiene principalmente un gas combustible formado por monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno y metano.
- **Pirólisis:** se basa este proceso en la descomposición térmica de la biomasa en ausencia total de oxígeno. En procesos lentos y temperaturas de 300°C a 500°C, el producto obtenido es carbón vegetal, mientras que en procesos rápidos (segundos) y temperaturas entre 800°C a 1200°C se obtienen mezclas de compuestos orgánicos de aspectos aceitosos y de bajo pH, denominados aceites de pirólisis.

También del reciclaje de los residuos sólidos urbanos, así como del tratamiento del resto de la biomasa se pueden obtener combustibles como:

- **Sólidos:** Leña, astillas, carbón vegetal, etc.
- **Líquidos:** biocarburantes, aceites, aldehidos, alcoholes, cetonas, ácidos orgánicos, etc.
- **Gaseosos:** biogas, hidrógeno, metano, etc.

4.3. Potencial energético de la Biomasa

En la siguiente tabla se dan de forma orientativa, los valores correspondientes al potencial energético de algunos de los componentes más utilizados como biomasa para su transformación en otras fuentes de energía.

Potencial energético de la biomasa		
Materias primas	Gas Total m ³ / Kg materia seca	Metano m ³ / Kg materia seca
Lodos urbanos	0,43	0,34
Basuras urbanas	0,61	0,38
Desechos fábricas de papel	0,23	0,14
Lodo residual papeleras	0,25	0,15
Residuos cerveceros	0,43	0,33
Estiércol con paja	0,29	0,22
Estiércol caballo	0,4	0,3
Estiércol vacuno	0,24	0,19
Estiércol cerdo	0,26	0,21
Paja de trigo	0,35	0,27

Tabla nº 2. Potenciales energéticos de los materiales más empleados como biomasa.

4.4. Ventajas e inconvenientes de la utilización energética de la biomasa

La biomasa se ha convertido en la fuente de energía renovable más utilizada en Europa, casi el 55% de la energía primaria con fuentes de energía renovable proceden de la biomasa. España es el cuarto país comunitario en aprovechamiento de la biomasa, con 3.8 Tep (toneladas equivalentes de petróleo por año), que representan el 63% de la producción de energía primaria con fuentes renovables.

Es importante recordar no obstante, que la biomasa es principalmente aprovechada para generar calor destinado a usos industriales y domésticos. Solo una parte de la misma, aunque cada vez con mayor importancia, es utilizada para la generación de energía eléctrica. Normalmente este tipo de aprovechamiento tiene lugar mediante sistemas de cogeneración, es decir, sistemas que permiten la producción y aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad. En estos momentos, se calcula que existen en España más de 150MW en instalaciones de generación de electricidad a partir de la biomasa, con dos instalaciones importantes, como son la de Madrid, con 30 MW, y la de Palma de Mallorca, con 25 MW.

A la hora de evaluar los efectos negativos de la utilización de esta forma de energía, cabe recordar los principios que definían a las energías renovables:

- El combustible será ilimitado: si bien es cierto que los RSU son cada día más abundantes, y que la producción de materiales vegetales aptos para su posterior utilización como combustible también se ha incrementado, nunca se podrá asimilar a los combustibles realmente ilimitados como el viento, el sol, o la energía del mar, por ejemplo.
- Los combustibles serán gratuitos: los RSU pueden considerarse prácticamente gratuitos, pero la generación de materia vegetal o arbórea tiene un precio, normalmente bajo, pero siempre deben considerarse estos costes.

- No ofrecen peligro: no son demasiado peligrosas estas centrales, pero como toda gran instalación de combustión donde existen fluidos a elevadas temperaturas, siempre se ha de considerar la posibilidad de riesgos derivados de la manipulación y generación de los mismos.
- La generación de energía no tendrá problemas de contaminación: este es el aspecto más problemático de la generación de energía mediante el empleo de la biomasa:

Un primer inconveniente es la producción de humos (no debe olvidarse que no dejan de ser unas centrales térmicas convencionales), estos humos son causa de contaminación y producción de malos olores, molestos debido a la cercanía en que normalmente se encuentran estas centrales de las grandes ciudades.

Sí consideramos la producción de materia vegetal para ser utilizada posteriormente como combustible energético, también nos encontraremos con problemas, estos derivan de:

Existen un tipo de algas denominadas **laminarias** que en condiciones adecuadas, como son los mares cálidos que bordean la costa de California, experimentan crecimientos extraordinarios (de hasta 100m al año). Una vez han alcanzado su madurez se cortan, se secan y posteriormente se queman, obteniendo metano y otros gases aptos para la producción de energía o para fines agrícolas. Es por ello, que en estas zonas se han habilitado, a unos 10 metros de profundidad, unas mallas que permitan obtener cultivos de este tipo de algas. El problema reside en que estas plantas consumen gran cantidad de nutrientes, afectando al resto de plantas marinas autóctonas de la zona, este es un grave problema que deberán afrontar las autoridades correspondientes ya que al variar el plantón, también variara la piscifaua de la zona creando un grave desequilibrio ecológico.

Problema parecido se da en Europa y zona norte de España con las plantaciones de **Eucaliptos**. Estos árboles también de crecimiento rápido y por tanto útiles para la generación de materia vegetal, desplazan a las especies autóctonas como castaños, robles y hallas, de crecimiento mucho más lento. La desaparición de estas especies arbóreas, arrastra a la desaparición de los animales a ellas asociadas, creando también graves desequilibrios ecológicos.

5. ENERGÍA GEOTÉRMICA

El planeta Tierra guarda una enorme cantidad de energía en su interior. Un volcán o un géiser son una buena muestra de ello. Esta energía, desde antiguo se ha utilizado como forma de calentarse o como aguas termales, por su poder curativo. Pero hasta los inicios del siglo XX no comenzó el aprovechamiento industrial de la misma, utilizándose, a partir de ese momento, para otras finalidades como es la generación de energía eléctrica.

Existen varias teorías que tratan de explicar las elevadas temperaturas del interior de la Tierra. Unas sostienen que se debe a las enormes presiones existentes bajo la corteza terrestre; otras suponen que debe su origen a determinados procesos radiactivos internos; por último, hay una teoría que lo atribuye a la materia incandescente que formó el planeta.

Diversos estudios científicos realizados en distintos puntos de la superficie terrestre han demostrado que, por término medio, la temperatura interior de la Tierra aumenta 3°C cada 100m. de profundidad. Este aumento de temperatura por unidad de profundidad es denominado gradiente geotérmico.

Se supone que este aumento no es lineal ni constante (depende de múltiples factores como la estatigrafía, tipo de roca, espesor de la corteza terrestre, etc), ya que si así fuese en el centro de la tierra se superarían los 20.000°C, cuando en realidad se ha calculado que la temperatura en aquella zona ronda los 6.000°C.

Tampoco parece demasiado acertada la hipótesis del calor residual que quedaría de la formación del planeta, ya que con los datos que se disponen, haría muchos años que se habría llegado a un enfriamiento total del centro del planeta.

Parece pues que la hipótesis que actualmente se acepta con mayor rigor, es la de los fenómenos radiactivos, presentes en mayor o menor medida en cualquier tipo de material o roca que forman la tierra. Las constantes disgregaciones radioactivas a las que se ven sometidos los materiales que forman el planeta, son una fuente de generación de calor, que explican la permanencia de las altas temperaturas a medida que nos dirigimos hacia el centro de la tierra. Estas reacciones radioactivas habrían impedido el enfriamiento del subsuelo y serían la causa de otros muchos procesos físicos y químicos que se dan bajo la corteza terrestre.

5.1. Campos geotérmicos explotables

Para ser económicamente rentable la explotación de un campo geotérmico, deberá reunir unas condiciones mínimas. Estas condiciones pasan por disponer de una bolsa de magma a alta temperatura cercana a la superficie terrestre. Imaginémosnos que deseamos explotar una zona en la que no existe ninguna anomalía térmica (bolsa de magma cercana a la superficie, por ejemplo); con el gradiente normal de aumento de temperatura con la profundidad (1°C cada 33m), deberíamos descender a más de 30000 m, para obtener gradientes térmicos del orden de unos 900°C (gradientes ya interesantes para proceder a su explotación), esto resultaría técnicamente difícil y muy costoso.

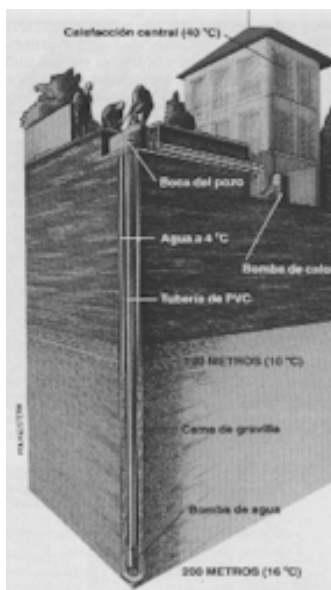
Es difícil el aprovechamiento de esta energía térmica, ocasionado por el bajo flujo de calor existente, debido a la baja conductividad de los materiales que constituyen las capas más superficiales de la corteza terrestre; pero existen puntos en el planeta que se producen anomalías geotérmicas, dando lugar a gradientes de temperatura de entre 100 y 200°C por kilómetro, siendo estos puntos los aptos para el aprovechamiento de esta energía.

Es necesario por tanto que a la hora de ubicar un campo geotérmico, exista alguna anomalía térmica que nos proporcione gradientes de 600°C o 1000°C , en menos de 10000m. Solo entonces podrá considerarse rentable la inversión efectuada en la zona, ya que con unos costes de explotación y mantenimiento razonables, obtendremos unos ciclos térmicos aceptables.

Existen diferentes formas de aprovechar estos gradientes térmicos, como se explicará más adelante, aunque son innegables las ventajas que ofrecen los campos geotérmicos con la siguiente disposición: bolsa magmática superficial (cerca de la corteza terrestre), por encima de esta bolsa se halla una capa de roca impermeable, que el magma calentará. Por encima de esta roca, deberá de existir un acuífero que gracias a la roca impermeable se mantendrá constante y sin filtraciones. Este acuífero será el que proporcionará el fluido operante calor, que mediante un pozo y bombas será extraído al exterior, y una vez realizado su ciclo térmico, será devuelto al acuífero por otro pozo.

Aunque resulta difícil predecir las ubicaciones de los campos geotérmicos favorables, las zonas con rocas antiguas y sedimentarias son propensas a la existencia de estos campos geotérmicos. También las zonas en las que la corteza terrestre es más delgada y reducida aumentan las posibilidades de su existencia, finalmente manifestaciones superficiales como los géisers, volcanes, etc. nos indican la existencia de fuerzas internas terrestres. Pero es importante recordar que no nos podemos fiar de estas características geológicas, ni tan solo de las manifestaciones geotérmicas superficiales, dándose el caso que muchos de los grandes campos geotérmicos en explotación, carecían de las mismas, y por el contrario zonas a priori muy adecuadas, por las manifestaciones superficiales que presentaban, han resultado ser económicamente no rentables para su explotación.

A continuación se expresa gráficamente algunos de las formas de explotación más utilizadas:



La forma más generalizada de explotarla, a excepción de fuentes y baños termales, consiste en perforar dos pozos, uno de extracción y otro de inyección. En el caso de que la zona esté atravesada por un acuífero se extrae el agua caliente o el vapor, este se utiliza en redes de calefacción y se vuelve a inyectar, en el otro caso se utiliza en turbinas de generación de electricidad. Por último en el caso de no disponer de un acuífero, se suele proceder a la fragmentación de las rocas calientes y a la inyección de algún fluido.

Figura nº 10. Formas de explotación de la energía geotérmica.

5.2. Tipos de instalaciones geotérmicas

Existen varios tipos de sistemas de explotación de campos geotérmicos dependiendo de sus características físicas y químicas. A continuación se describen tres de estos, quizás los más significativos:

- Con fluido operante: son aquellas en las que se dispone de un acuífero natural, por encima de la roca caliente e impermeable, para realizar el ciclo térmico y generar energía eléctrica, o calefacción. En este tipo de instalaciones se practican dos pozos; uno sirve, mediante bombas, para extraer el agua y gases a altas temperaturas hacia el exterior; mientras que el segundo pozo será el camino de regreso hacia el interior del acuífero cuando el agua haya realizado su ciclo completo, repitiéndose constantemente el proceso.
- Sin fluido operante: son aquellas en las que no se dispone de acuífero, solo de unas rocas a elevadas temperaturas en contacto con el magma. En estos casos, técnicamente de más difícil explotación, es necesario practicar también dos pozos, uno de extracción y uno de retorno, pero con la salvedad de que no se dispone de fluido operante, siendo necesario recurrir a un fluido externo para poder efectuar el circuito de explotación. Es decir el proceso se invierte: se inyecta agua a presión por el primer pozo, esta agua se calienta por el contacto con la roca caliente, recuperándose por el segundo pozo, en la superficie se extraerá su calor y volverá a repetirse el ciclo.
- Ciclos mixtos: en algunas ocasiones los acuíferos están acompañados de bolsas de gas cercanas a los mismos, así como de depósitos de agua a presiones normales. En estos casos el sistema de explotación deberá permitir el aprovechamiento de las tres formas de energía (vapor de agua, agua líquida a gran temperatura y presión, y el gas). El vapor de agua (con una temperatura no demasiado elevada) se suele utilizar para generar calor industrial o alimentar sistemas de calefacción, mientras que el agua líquida a gran presión y temperatura, y el gas, se utilizarán para la generación de energía eléctrica.

También, y dependiendo de la temperatura y presión en la que se encuentre el fluido operante (o fluido externo introducido para tal fin), se podrá realizar una clasificación de estas instalaciones:

- **Baja temperatura:** menos de 100 °C (baja entalpía). Estos sistemas con poco calor latente, son aprovechados principalmente, para alimentar sistemas de calefacción o de agua caliente sanitaria.
- **Media temperatura:** de 100°C a 250°C (media entalpía). Las aplicaciones más frecuentes se hallan en el suministro de vapor industrial, zonas de secado, calentamiento de piscinas, generación de calor para grandes sistemas de calefacción, etc.
- **Alta temperatura:** más de 300 °C (alta entalpía). Cuando la temperatura excede de los 300°C, es cuando empiezan a ser rentables estas instalaciones para la generación de energía eléctrica. Su aprovechamiento es completo ya que una vez el vapor a alta presión y temperatura ha accionado las turbinas y alternadores, el calor residual puede aplicarse a sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria.

Finalmente también es aceptada la clasificación siguiente, basada en los sistemas de instalaciones asociadas, que dependen de las características del yacimiento geotérmico:



Figura nº 11. Central Geotérmica en Nueva Zelanda.

- **Hidrotérmicos:** disponen en su interior de forma natural del fluido caloportador, generalmente agua en estado líquido o en vapor, dependiendo de la presión y temperatura. Suelen encontrarse en profundidades comprendidas entre 1 y 10 Km.
- **Deopresurizados:** son similares a los hidrotérmicos pero a una mayor profundidad, encontrándose el fluido caloportador a una mayor presión, unos 1000 bares y entre 100°C y 200°C, con un alto grado de salinidad, generalmente acompañados de bolsas de gas y minerales disueltos.
- **De roca caliente:** son formaciones rocosas impermeables y una temperatura entre 100°C y 300°C, próximas a bolsas magmáticas, estos son los de más difícil explotación al no disponer de líquido caloportador en su interior.

5.3. Ventajas e inconvenientes de la utilización de la energía geotérmica

La energía geotérmica presenta muchas ventajas a la hora de su utilización; países como Islandia, prácticamente deben su existencia a estas manifestaciones geológicas. El clima de Islandia, debido a su latitud es muy frío, no conocen el verano térmicamente hablando, este clima imposibilita la existencia de vegetación arbórea, y por tanto la existencia de leña para calentarse y como generadora de vapor en procesos industriales. Aunque existen algunas minas de carbón mineral, es la energía del interior de la tierra, muy abundante en la zona, la que proporciona calefacción, agua caliente sanitaria, vapor industrial y energía eléctrica a amplias zonas de la isla. Quizás unos de los pocos inconvenientes, lo constituye el olor y sabor a azufre que presenta el agua, pero en contra de las ventajas que ofrece, este problema es insignificante.

Otros muchos países como Italia, Nueva Zelanda, EEUU, etc. también aprovechan desde antiguo las riquezas geotérmicas de su subsuelo. En estos países se hallan algunas de las instalaciones más grandes del mundo dedicadas a la energía geotérmica.

En España, en su zona central de la meseta, formada por rocas sedimentarias con poco espesor, existen yacimientos geotérmicos de baja temperatura. Estos yacimientos prácticamente no han sido explotados, y sería interesante su aprovechamiento, aunque por las características mencionadas, éste pasaría por sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria. La poca profundidad en que se encuentran, hace que resulten técnicamente accesibles. En Cataluña, Aragón, y otras comunidades autónomas también existen pequeños campos geotérmicos pero de escaso valor. Quizás la única zona con un potencial realmente elevado del territorio nacional son las islas Canarias, aquí sí existen campos o yacimiento geotérmicos a media y alta temperatura, aptos para la generación de energía eléctrica.

Uno de los problemas más importante con los que se enfrenta este tipo de yacimientos, pasa por lo complejo y costoso de sus instalaciones, recuérdese a las profundidades de las que se extrae el fluido operante, esto ocasiona un trabajo muy completo de prospección y extracción minera. Aparte, este tipo de instalaciones tiene un mantenimiento muy caro (filtros, desgaste de tuberías, palas, turbinas, etc), baste recordar que al mismo tiempo que se extrae agua del interior del yacimiento, también se extraen partículas (uso de filtros), gases y componentes corrosivos (desgaste de la maquinaria e instalaciones), que hacen necesario un constante mantenimiento, basado no solo en la reparación, sino en la sustitución de las piezas en contacto con estos fluidos.

6. ENERGÍA DEL MAR

Los mares y los océanos son inmensos colectores solares, de los cuales se puede extraer energía de orígenes diversos. Sin duda alguna, el mar es la fuente energética más importante de las existentes, es además una fuente muy variada, con multitud de recursos que pueden cubrir en el futuro la mayor parte de las necesidades energéticas y alimentarias mundiales.

Algunos ejemplos de esta ingente cantidad de energía la proporciona la radiación solar incidente sobre los océanos, que bajo determinadas condiciones atmosféricas, da lugar a los gradientes térmicos oceánicos (diferencia de temperaturas entre sus aguas superficiales y las aguas situadas a mayor profundidad). Esto ocurre a bajas latitudes, donde la temperatura de las aguas superficiales se mantiene constante y elevada a lo largo del año, en contraste con las aguas a profundidades mayores de 1000 metros, donde el agua permanece a bajas temperaturas en el transcurso del mismo. Otro ejemplo del aprovechamiento marino es la interacción de los vientos y las aguas, que son los responsables del oleaje y de las corrientes marinas. Finalmente, la influencia gravitacional de los cuerpos celestes sobre las masas oceánicas provoca las mareas.

Veamos a continuación las formas más comunes de obtención de energía marina, dando a conocer sus características más importantes, las técnicas empleadas y las ventajas e inconvenientes que representa su explotación.

6.1. Energía de las mareas (mareomotriz)

Las mareas son consecuencia de los efectos de atracción gravitatoria que ejerce la luna sobre nuestro planeta, esto ocurre dos veces al día. Aparte de este efecto principal, los vientos y las disposiciones topográficas de las costas, terminan de configurar la importancia de las mareas, permitiendo que éstas sean muy variables en función de la zona geográfica que se trate.

Normalmente los grandes océanos, disponen de mareas mayores que las dadas en mares pequeños y cerrados. Un ejemplo lo representa el Mediterráneo, en el cual las mareas son prácticamente inexistentes. La zona del Cantábrico, ya posee mareas significativas (de algunos metros en las bahías más favorables), y es precisamente en el océano que engloba al mar Cantábrico, el océano Atlántico, donde se dan las mayores del mundo, concretamente en el norte de Francia (estuario del Rance), y en la bahía cerrada de Fundy (costa este del Canadá) se alcanzan mareas de más de 12m, que en algún caso han sobrepasado los 20m.

Estas variaciones tan significativas tienen su explicación en dos factores: el más importante es la fuerza de atracción de la luna, qué sobre las grandes superficies marítimas es mayor, que en los mares cerrados; la segunda causa que explica estas diferencias, es qué los vientos, y la topografía de la zona, impulsen agua y creen bahías cerradas, respectivamente, en las que la acumulación de la misma sea más fácil que en el mar abierto.

La energía estimada que disipan las mareas es del orden de 22000 TWh. De esta energía se considera recuperable una cantidad que ronda los 200 TWh.

Para la obtención de esta energía, se cierra una entrada de agua en la costa mediante un muro de hormigón, y se hace funcionar la central como una central de bombeo reversible. Se crea una presa con turbinas, para posteriormente transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Esto es posible siempre y cuando las mareas suban una altura considerable, como por ejemplo entre 10 y 15 metros (Rance, Francia; Fundy, Canadá).

La mayor central mareomotriz se encuentra en el estuario del Rance (Francia, 1960). Los primeros molinos para las mareas aparecieron en Francia, en las costas bretonas, a partir del siglo XII. El molino se instalaba en el centro de un dique que cerraba una ensenada. Se creaba así un embalse que se llenaba durante el flujo a través de unas compuertas, y que se vaciaba en el refluo, durante el cual, la salida del agua accionaba la rueda de paletas. La energía sólo se obtenía una vez por marea. Sí se ha tardado tanto tiempo en pasar de los sistemas rudimentarios a los que hoy en día conocemos, es porque, la construcción de una central mareomotriz plantea problemas importantes, requiriendo sistemas tecnológicos avanzados.

Se eligió el estuario del Rance debido a que esta sujeto a fuertes mareas, y topográficamente constituye una zona ideal para este tipo de instalaciones. El embalse creado por las obras que repasan la central mareomotriz, disponen de un volumen de 184000000 m³, entre los niveles de pleamar y bajamar. Se extiende por una veintena de kilómetros, que se alarga hasta la orilla del Rance, situada junto a la parte más profunda del río. A simple vista la central no es más que un alargado túnel de hormigón armado, con una longitud de 386 m, como puede apreciarse en la siguiente figura.



Figura nº 12. Central mareomotriz del estuario del Rance (Bretaña, Francia).

La innovación de este tipo de centrales, está constituida por la instalación de grupos del tipo "bulbo", que permiten aprovechar la corriente en ambos sentidos, de flujo y de reflujo, de esta forma se utiliza al máximo las posibilidades que ofrecen las mareas.

Cada grupo está formado por una turbina, cuya rueda motriz tiene cuatro palas orientables y va acoplada directamente a un alternador. Funcionan ambos dentro de un cárter metálico en forma de ojiva.

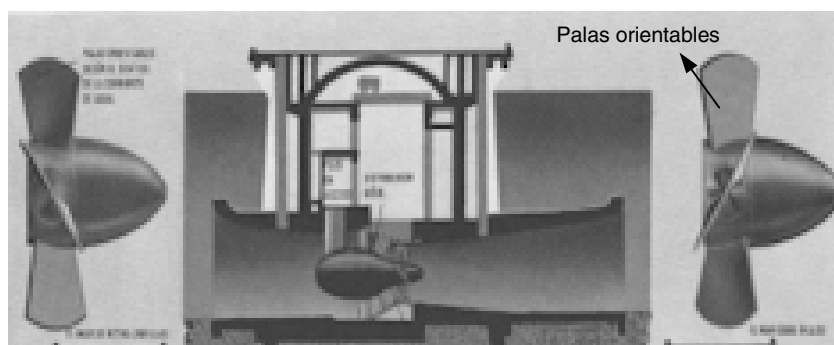


Figura nº 13. Turbina de instalación de grupos del tipo "Bulbo".

La central mareomotriz, con un conjunto de 24 grupos bulbo, puede entregar una potencia de hasta 220 megavatios.

■ Ventajas e inconvenientes de la energía mareomotriz

El obstáculo principal para la explotación de esta fuente energética es el económico. Los costes de inversión tienden a ser altos con respecto al rendimiento obtenido, debido a las bajas y variadas cargas hidráulicas disponibles. Estas bajas cargas exigen la utilización de grandes equipos para manejar las enormes cantidades de agua puestas en movimiento. Por ello, esta fuente de energía es sólo aprovechable en caso de mareas altas y en lugares en los que el cierre de las aguas no suponga construcciones demasiado costosas.

La limitación para la construcción de estas centrales, no solamente se centra en el mayor coste de la energía producida, si no, en el impacto ambiental que generan. El cierre de ensenadas como la del río Rance, en Francia, o la de la bahía de Fundy, en la costa este de Canadá, representan un grave perjuicio para la vegetación y piscifaua existentes en la región, ya que se penaliza el intercambio natural con el agua del mar que previamente existía. Este hecho origina un cambio, prácticamente total, de los ecosistemas en los cuales se instalen este tipo de centrales.

La solución a estos problemas, podría pasar por la creación de amplios canales que desembocaran directamente en el mar, así tanto los animales, como los peces, y el intercambio de especies vegetales, podrían seguir su ritmo normal. Claro esta, que esta solución comporta más gastos y

representa desperdiciar una parte del agua generada por las mareas, en todo caso es una posibilidad a tener presente en el futuro de estas centrales.

6.2. Energía de las olas

Las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar. El calentamiento de la superficie terrestre genera viento, y el viento genera las olas. Únicamente el 0.01% del flujo de la energía solar se transforma en energía de las olas. Una de las propiedades características de las olas es su capacidad de desplazarse a grandes distancias sin apenas pérdida de energía. Por ello, la energía generada en cualquier parte del océano acaba en el borde continental. De este modo la energía de las olas se concentra en las costas, que totalizan 336000 km de longitud. La densidad media de energía es del orden de 8 kW/m de costa. En comparación, las densidades de la energía solar son del orden de 300 W/m². Por tanto, la densidad de energía de las olas es, en un orden de magnitud, mayor que la que los procesos que la generan. Las distribuciones geográficas y temporales de los recursos energéticos de las olas están controladas por los sistemas de viento que las generan (tormentas, alisios, etc.).

Desde antiguo esta energía contenida en el seno de las olas, ha despertado la atención de los hombres, que de diversas formas han intentado utilizarla.

La tecnología de conversión de movimiento oscilatorio de las olas en energía eléctrica, se fundamenta en que la ola incidente crea un movimiento relativo entre un absorbedor y un punto de reacción que impulsa un fluido a través de la turbina.



Figura nº 14. Ola rompiendo en las cercanías de la costa.

Actualmente la tecnología más empleada pasa por utilizar la energía de las olas cuando rompen en la línea de costa. Para ello se disponen unas filas de turbinas reversibles (así se aprovecha tanto la ida como la venida de las olas) de forma escalona, de forma que cuando una ola llega a la última turbina, otra ola esté entrando por la primera turbina de la fila (la más avanzada). Así se consigue que la fuerza transmitida por el conjunto de turbinas sea más constante y uniforme.

Aunque normalmente las turbinas son verticales, para aprovechar el movimiento horizontal de las olas, existen otros tipos de turbinas que aprovechan el movimiento vertical, que también genera las olas, como las situadas en la zona de California.

■ Ventajas e inconvenientes de la utilización de la energía de las olas

Para efectuar una instalación para el aprovechamiento de la energía de las olas, es necesario disponer de costas con vientos fuertes, de componente constante y de una topografía acorde para la instalación del sistema de turbinas a emplear.

Las densidades de energía disponible varían de forma muy considerable dependiendo de múltiples factores, según las regiones de la tierra, aunque se mueven entre los 50-60 kW/m, en las zonas más favorables del mundo (Nueva Zelanda y zonas de California), hasta valores despreciables en zonas del mediterráneo y otros mares interiores. El promedio mundial es del orden de los 8 kW/m.

La potencia instalada en operación en el mundo apenas llega a algunos MW. La mayor parte de las instalaciones lo son de tierra. Los costes fuera de la costa son considerablemente mayores. En el momento actual, la potencia instalada de los diseños más modernos varía entre 1MW y 2 MW. Pero todos los diseños deben considerarse experimentales.

6.3. Energía térmica oceánica

Mientras que el agua superficial de los océanos, intenta seguir la temperatura ambiente (siempre con una inercia térmica, ya que los continentes se calientan o enfrían más rápidamente que las masas de agua), el fondo marino, entre los 200m y los 1000m de profundidad, la temperatura del agua permanece estable a lo largo del año, y de un valor cercano a los 4°C.

En las zonas ecuatoriales y tropicales, las aguas superficiales se mantienen con temperaturas altas y estables en la mayor parte del año (unos 25°C), mientras que en sus profundidades la temperatura se mantiene alrededor de unos 5°C, también estable. Se crea pues, una diferencia de temperaturas entre estas dos masas de agua, que aunque no es demasiado importante, permite el establecimiento de un ciclo térmico, para posteriormente y mediante continuas condensaciones y evaporaciones de un fluido calorportador, accionar unas turbinas acopladas a un generador, para producción de energía eléctrica.

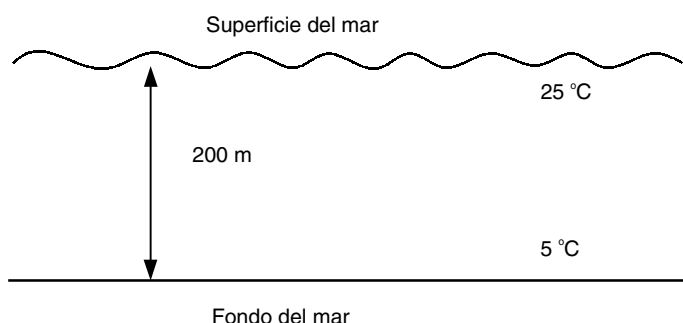


Figura nº 15. Gradiente térmico en aguas tropicales.

La conversión de energía térmica oceánica, es pues, un método que permite convertir en energía útil la diferencia de temperatura entre las aguas superficiales y las aguas que se encuentran a profundidades comprendidas entre los 200 m y los 1000 m. En las zonas tropicales esta diferencia varía entre 20 y 24 °C. Para el aprovechamiento energético es suficiente una diferencia de 20°C, siempre teniendo presente que este salto entálpico no muy grande se ve compensado por el gran volumen de agua que lo acciona.

Existen dos sistemas para el aprovechamiento de esta fuente de energía:

- El primero: consiste en utilizar directamente el agua de mar en un circuito abierto, evaporando el agua a baja presión y así mover una turbina unida a un alternador eléctrico.
- El segundo: consiste en emplear un circuito cerrado y un fluido de baja temperatura de ebullición (amoníaco, freón, propano, etc.), que se evapora en contacto con el agua caliente de la superficie. Este vapor mueve un turbogenerador, para posteriormente condensarse con el agua fría de las profundidades. Una vez concluido el ciclo el fluido queda dispuesto de nuevo, para su evaporación.

Las ventajas de esta fuente de energía se asocian al salto térmico permanente, al gran volumen de agua (foco frío y caliente, infinito), y a la benignidad desde el punto de vista medioambiental del método.

El inconveniente de este sistema es su bajo rendimiento, sobre un 7%, debido a la baja temperatura del foco caliente y la poca diferencia de temperatura entre los dos focos. Además es preciso realizar un gasto extra de energía, empleado para el bombeo de agua fría de las profundidades para el condensado de los fluidos operantes.

Se instalaron dos prototipos de este sistema en las islas Hawaii, a finales de los años setenta, uno de 50 kW y otro de 15 kW. Hacia 1981, el DOE ensayó el denominado OTEC-1 (Ocean Thermic Energy Converter), con una potencia de 1MW, que aunque no producía electricidad, sirvió de laboratorio para probar intercambiadores de calor, donde el fluido caloportador fuese amoníaco.

6.4. Energía de osmosis

Esta forma de aprovechar la energía marina esta basada en las diferencias de presión y de densidad existentes entre masas de agua con diferente contenido en sales. Así las grandes corrientes lacustres (agua dulce), les resulta difícil mezclarse con el agua del mar (agua salada), penetrando cientos de kilómetros en su interior sin variar sus propiedades. Concretamente el río Amazonas vierte ingentes masas de agua dulce al océano, pudiéndose beber esta agua aún a distancias de 500km de su desembocadura, esta propiedad conocida por los nativos del lugar, permite la pesca a grandes distancias de la costa con suministro de agua potable.

La idea de estas dos masas de agua a diferentes presiones y densidades, no ha pasado desapercibida para los científicos, que desde hace unos años intentan aprovechar esta diferencia de presiones y densidades con fines energéticos.

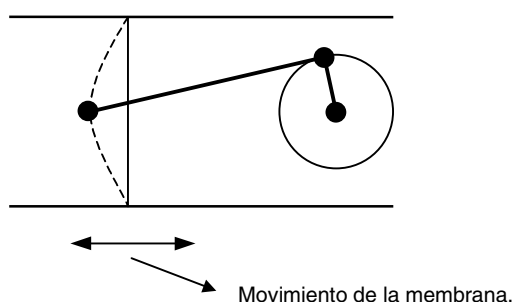


Figura nº 16. Técnica para la obtención de la energía osmótica en el mar.

El método se basa en colocar gigantescas membranas, muy elásticas, en las zonas de confluencia de las masas de agua dulce y salada. El movimiento de vaivén de dichas membranas, producido por la diferencia de presión entre las dos masas de agua, es el encargado de mover la biela, la cual está sujeta a la manivela, que hará girar el eje del alternador o de otro dispositivo generador de energía.

Los inconvenientes del método pasan por una tecnología aún no suficientemente estudiada y perfeccionada, sobretodo en lo referente a los materiales empleados en la construcción de las membranas, que debido a su gran tamaño y flexibilidad (por otro lado imprescindible para ser la instalación energéticamente rentable), o bien no aguantan las presiones a las que están sometidas, o bien por ser demasiado rígidas (aguantan mejor las presiones), no ofrecen las características de elasticidad requeridas. Se tiene que hallar por tanto, una solución de compromiso, que permita a las membranas disponer de la flexibilidad suficiente, pero con una resistencia mecánica que impida su deterioro y rotura.

Actualmente no se consiguen, debido a estos inconvenientes, potencias elevadas con esta fuente de energía, que más bien se encuentra en sus orígenes, o como mucho en fase de experimentación.

Las ventajas, una vez se superen estos inconvenientes tecnológicos, son evidentes. El mar y los ríos proporcionan las diferencias de presión y densidad necesarias, estas diferencias son por otra parte inagotables, en el tiempo y en la cantidad. Además, son gratuitas y con un impacto medioambiental mínimo.

6.5. Energía de las corrientes marinas

En el interior del mar existen ríos de agua salada, pero con características químicas distintas de las aguas que los rodean. Estas corrientes (debidas a diversos factores como son los fondos marinos, los vientos, o la circulación gravitacional), no se mezclan con las aguas adyacentes, debido a estas diferencias físicas y principalmente químicas de sus aguas. Así pueden viajar por el interior de los océanos durante miles de kilómetros sin apenas intercambiar sus aguas.

Sí aprovechamos los ríos existentes en la superficie terrestre, ¿por qué no aprovechar estos ríos marinos?, qué por otra parte, son mucho más caudalosos, largos y potentes. El aprovechamiento de estas corrientes se realizaría de forma idéntica al de los ríos superficiales, colocando turbinas que la corriente hiciese girar, este movimiento sería aprovechado por los alternadores para la producción de energía eléctrica.

Existen innumerables corrientes marinas, en el interior de los mares y océanos, pero hay algunas que destacan por la longitud de su recorrido o por el volumen de agua que transportan. Una de ellas la corriente del Atlántico Norte (Corriente del Golfo o Gulf Stream), es de las mayores. Su recorrido empieza en las inmediaciones de la costa oeste de Groenlandia, desciende por la costa oriental del Canadá y de los EEUU, hasta llegar al mar de los Sargazos (en el Golfo de Méjico, del cual recibe el nombre), posteriormente cambia su rumbo dirigiéndose hacia las costas Europeas Occidentales, sigue todas estas costas para desaparecer bajo los hielos del Polo Norte. En cuanto a volumen de agua, también las cifras son elocuentes, cerca de 60km de anchura por 500m de profundidad, dan idea de la magnitud del volumen de agua desarrollado por este río marino.

Existen varios proyectos y estudios para enturbinar esta corriente. Quizás el más espectacular consiste en un proyecto situado en las inmediaciones de Florida, que mediante cientos de turbinas dispuestas en filas y columnas formando una cuadrícula, aprovecharía todo su potencial energético. Según las investigaciones sí se enturbinara por completo esta corriente, se produciría tanta energía que podría cubrirse holgadamente por completo todas las necesidades energéticas mundiales.

A la vista de las expectativas tan positivas que augura el proyecto, y con la técnica suficiente para llevarlo a cabo (al menos en parte), ¿qué impide su puesta en marcha, sí con su construcción se obtendrían ingentes cantidades de energía a un precio de coste razonable?. Para responder a esta pregunta es necesario matizar primeramente que los principales opositores son los países Europeos.

Pero esta respuesta nos formula otra pregunta, ¿por qué Europa, alejada más de 5000km de la zona proyectada para esta central, se preocupa y opone tanto a su construcción?.

La respuesta es sencilla, esta corriente transporta enormes volúmenes de agua templada y calentada por el clima tropical existente en el golfo de Méjico, hasta las costas occidentales Europeas, elevando sus temperaturas medias. Los efectos que este transporte de calor ejerce sobre el clima del occidente Europeo nunca serán lo suficientemente valorados. A modo de ejemplo valgan estas comparaciones: las costas más norteñas de Europa (incluso en las inmediaciones del Cabo Norte) se encuentran libres de hielos durante todo el año (a igualdad de latitud, es frecuente, incluso en pleno verano, encontrar masas de hielo en las costas del norte de Cánada o de Asia). Otros ejemplos corroboran esta teoría: las playas de la Bretaña Francesa prácticamente no conocen la nieve, mientras que a igual latitud, las costas de Terranova permanecen cubiertas del blanco

elemento hasta principios de mayo; ciudades como Nueva York, situada a la latitud de Castellón, tienen temperaturas más bajas en los meses invernales que la ciudad de Bergen (Noruega), situada a la misma latitud de Alaska. Finalmente, aún en latitudes tan bajas como el puerto de Baltimore (EEUU), es obligada la presencia de barcos rompehielos para evitar los icebergs que de tanto en tanto llegan a sus costas; Málaga o Lisboa, a igual latitud, nunca imaginarían esta posibilidad.

Estos son los problemas, con los que se encontraría Europa si esta corriente se desviara o interrumpiera antes de llegar a sus costas. Parece que por el momento, los proyectos para enturbinar esta corriente tendrán que esperar algún tiempo para llevarlos a la práctica, como mínimo hasta que se pueda aprovechar la misma sin peligro de desviarla o cambiar su recorrido habitual.



Figura nº 17. Posible aprovechamiento de la corriente del Golfo.

7. MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y CENTRALES DE BOMBEO

Las centrales hidroeléctricas en general, serán ampliamente explicadas en el capítulo destinado a la generación de energía eléctrica, es por ello que en este apartado se darán solamente las características más importantes de las minicentrales hidroeléctricas, dejándose los detalles, materiales, técnicas y generalidades, para el citado capítulo.

Las centrales hidroeléctricas suponen el 25% de la energía total generada en España, nuestro país ocupa el cuarto lugar entre los productores de la citada energía por detrás de Francia, Italia y Suecia. Esta situación se explica por la abundancia de agua de la que disponen países como Francia y Suecia, con climas mucho más húmedos y regulares. La situación de Italia por delante de nuestro país, con climas similares, se debe por el contrario, a un mejor aprovechamiento de sus recursos, junto a una tecnología más acorde.

No obstante, y al contrario de lo que ocurre con las centrales termoeléctricas y nucleares clásicas, en las hidroeléctricas no existe una relación tan directa entre la potencia instalada y la producción de electricidad, ya que está no solo depende de la primera, sino también, y de forma muy importante, del régimen de lluvias y del caudal de los ríos.

Precisamente España dispone de un régimen climático muy irregular, a años francamente lluviosos se suceden períodos extremadamente secos, también y dependiendo de la zona peninsular estas irregularidades se manifiestan de forma diferente, siendo más acusadas en el sur del territorio. Por último cabe destacar que los ríos en general no suelen ser ni muy largos ni muy caudalosos.

Cabe advertir que el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico utilizable para grandes instalaciones o centrales, está muy cerca de su límite máximo, ya que regularmente se han ido aprovechando las mejores ubicaciones (zonas aptas para las presas, los mejores cursos de agua, zonas con poca población, o riquezas naturales, etc.), para la instalación de estas centrales, quedando actualmente limitada su construcción a las zonas más desfavorables o con un impacto sobre el medio ambiente más grande. En definitiva, la construcción de estas centrales en nuevos emplazamientos, podría entrar en muchos casos en conflicto con otras formas de utilización del suelo y de los recursos hidráulicos, o se realizarían a costes muy elevados que encarecerían notablemente la energía eléctrica obtenida.

Por tanto es probable que en un futuro, el desarrollo hidroeléctrico español pase más por una mejora de la calidad, que por un aumento de la cantidad. Este desarrollo se centrará especialmente en potenciar cada vez más el aprovechamiento racional de las existencias hidroeléctricas, pasando por hacer frente a las variaciones bruscas de la demanda energética y por suministrar energía en las horas punta. Esto se logrará mediante la ampliación, modernización, y automatización de las centrales existentes, la construcción de minicentrales hidroeléctricas, y por la instalación de centrales de bombeo.

7.1. Minicentrales hidroeléctricas

Las minicentrales hidroeléctricas suelen ser centrales que no alcanzan potencias de 10000W, es decir de 0.01MW. Estas centrales que en el inicio de la industria eléctrica española, y en general de la mayor parte de países, fueron la base para la producción de electricidad en los pequeños núcleos urbanos, ha recibido desde los inicios de los años 80 una especial atención por parte del sector eléctrico y de la administración.

En la década de los años 80, se incrementó la potencia instalada mediante el empleo de minicentrales hidroeléctricas, hasta 186MW. Paralelamente, se realizaron estudios en diversas comunidades autónomas sobre el potencial aprovechable mediante el empleo de minicentrales, los cuales permitieron identificar un elevado número de posibles emplazamientos que han servido de base para actuaciones posteriores. Asimismo, una parte significativa del desarrollo de la autogeneración de electricidad se ha concentrado en los últimos años en el desarrollo de minicentrales hidroeléctricas.

Así a mediados de los años 90, en España existían 1400MW de potencia instalada, con una generación aproximada de 5300KWh. España, ocupa el tercer puesto entre las naciones productoras de energía eléctrica mediante minicentrales, por detrás de Alemania y Francia.

Las minicentrales hidroeléctricas están condicionadas por las características del lugar de emplazamiento. Así, la topografía del terreno influye en la obra civil y en la selección del tipo de máquina a emplear.

- Centrales de aguas fluyentes: son aquellas instalaciones que mediante una obra de toma de agua, captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento, para después devolverlo al cauce del río.
- Centrales de pie de presa: son los aprovechamientos hidroeléctricos que tienen la opción de almacenar las aportaciones de un río mediante un embalse. En estas centrales se regulan los caudales de salida para utilizarlos cuando se precisen.
- Centrales de canal de riego o abastecimiento: Dentro de estas se pueden distinguir dos tipos:
 - Con desnivel existente en el propio canal: se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada, que conduce el agua a la central, devolviéndola posteriormente al curso normal del canal.
 - Con desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano: en este caso la central se instala cercana al río y se aprovechan las aguas excedentes en el canal.



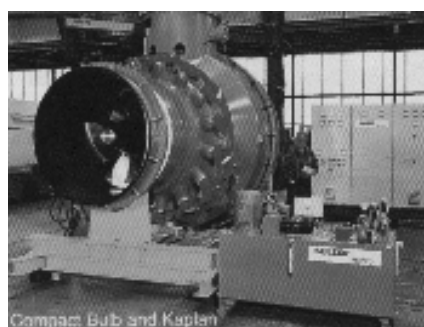
Figura nº 18. Minicentral hidroeléctrica fluyente.

A la hora de realizar un proyecto de una minicentral hidroeléctrica y dependiendo del tipo por su emplazamiento, la determinación del caudal y la altura de salto determinará la potencia a instalar, así como, el tipo de miniturbina.

■ Tipos de miniturbinas

Existen varios tipos de miniturbinas, pero todas ellas pueden englobarse dentro de dos grandes tipos:

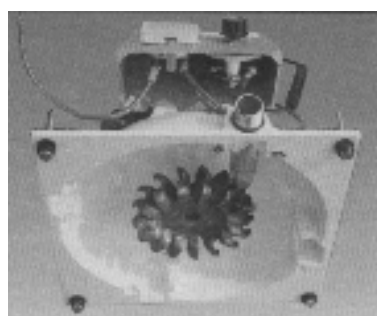
- De reacción: aprovechan la energía de presión del agua convirtiéndola a energía cinética en la turbina que acciona al alternador. Tanto en la entrada como en la salida, estas miniturbinas aprovechan la altura disponible hasta el nivel de desagüe. Ejemplos de estas turbinas son las turbinas Francis, y las turbinas Pelton.
- De acción: aprovechan la energía de presión del agua para convertirla en energía cinética en el estator. Estas aprovechan la altura disponible hasta el eje de la turbina. Son de este tipo de turbinas las Pelton.



Turbina Kaplan



Turbina Francis



Turbina Pelton

Figura nº 19. Diferentes tipos de turbinas hidráulicas.

■ Ventajas e inconvenientes de las minicentrales hidroeléctricas.

Cuando las grandes compañías dominaron el panorama energético nacional se temió por la desaparición de las minicentrales, que en muchas ocasiones formaban parte del patrimonio particular de una familia. Las grandes compañías absorbieron, modificaron, y dismantelaron algunas de estas instalaciones. Posteriormente, con la sensibilización general por los problemas medioambientales, se vieron las cosas desde otra perspectiva: las minicentrales permitían aprovechar los recursos de zonas alejadas, con inversiones no demasiado elevadas en infraestructuras, no modificaban o alteraban prácticamente el ecosistema, y mediante una buena política de empresa podían convivir con las grandes compañías distribuidoras, vendiendo su energía sobrante a las mismas. Esto ha permitido que se vayan recuperando infraestructuras abandonadas dotándolas de nuevos equipos automatizados y turbinas de alto rendimiento. En consecuencia, el impacto ambiental no es más del que ya existía o por lo menos inferior al que se crearía con una gran central hidroeléctrica.

Así, y a modo de resumen, citaremos los motivos más significativos para potenciar las minicentrales:

- Aprovechamiento más racional de los ríos. Es decir, ríos que no se pueden aprovechar con grandes centrales, por lo costoso de sus infraestructuras o por el impacto medioambiental que esto produciría, se aprovechan con minicentrales sin mayores dificultades.
- Su instalación permite electrificar zonas alejadas de la red de distribución pública, que sin ellas quizás carecerían de esta energía, (potencias menores de 200kW a 300 kW).
- La tecnología es más fácil de mejorar en este tipo de minicentrales, augurándose unas perspectivas halagüeñas para estas instalaciones.

7.2. Centrales de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de bombeo son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que contribuyen a obtener un aprovechamiento más eficaz de los recursos energéticos, este es el motivo de su inclusión en este capítulo dedicado a las energías renovables.

Estas centrales se diferencian de sus homologas clásicas, desde el momento que disponen de dos embalses situados a diferente altura. En las horas del día en las que se registra una mayor demanda de energía eléctrica –las llamada “horas punta” de la demanda -, la central de bombeo opera como una central hidroeléctrica convencional: el agua almacenada en el embalse superior, en su caída, hará girar el rodete de turbina asociada a un alternador.

Sin embargo, una vez realizada esta operación, el agua no es restituida de nueva al río, como en las centrales hidroeléctricas convencionales, sino que se queda de nuevo almacenada por acción de la presa que está situada en el embalse inferior. Esto permite que durante las horas del día en las que la demanda de electricidad se encuentran en sus niveles más bajos –las “horas valle”–, el agua almacenada en el embalse inferior puede ser bombeada al embalse superior para volver a realizar el ciclo productivo. Para ello, la central o bien utiliza grupos motor-bombas, o bien dispone de turbinas reversibles, de modo que éstas actúan como bombas y los alternadores como motores en esta operación.

Para comprender el papel que realizan las centrales de bombeo, conviene recordar que la demanda diaria de energía eléctrica no es constante, sino que sufre importantes variaciones según las horas del día. Las centrales termoeléctricas (convencionales o nucleares) no pueden adaptarse a estos bruscos cambios de la demanda, ya que, por sus características técnicas, están especialmente indicadas para producir la mayor cantidad de energía eléctrica de forma prácticamente constante. Esto quiere decir que, cuando la demanda diaria se sitúa en sus niveles más bajos, las centrales termoeléctricas, pese a estar funcionando en ese momento a su mínimo técnico, generan muy frecuen-

temente un volumen de energía eléctrica que se encuentra por encima de la demanda existente en esas horas del día.

Pues bien, esa energía eléctrica, que no puede ser almacenada ni absorbida por el mercado, se utiliza en las centrales de bombeo para elevar el agua desde el embalse inferior hasta el embalse superior (se invierte el proceso pasando a funcionar las turbinas como bombas y los alternadores como motores que las accionan). De esta forma una vez recuperada el agua en el embalse superior, estas centrales podrán ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales en el siguiente período diario de mayor demanda.

En definitiva, las centrales de bombeo permiten aprovechar una producción de energía eléctrica que, de otro modo tendría que ser desperdiciada, colaborando además, a un mejor y más racional empleo de los recursos hidráulicos.

■ Tipos de centrales de bombeo

Existen dos tipos de centrales de bombeo básicas según la forma de funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario que se bombee previamente al agua desde el embalse inferior hasta el superior como condición indispensable para producir energía eléctrica.
- Centrales de bombeo mixto: en este tipo de centrales se puede producir energía indistintamente con o sin bombeo previo. Es decir cuando hay excedentes de agua la central funcionará exclusivamente como una central convencional, utilizando solo la presa superior. Mientras que con déficits de agua la central funcionará como una de bombeo puro, sin verter el agua al río, sino aprovechando la presa inferior.

España cuenta actualmente con veinticuatro centrales hidroeléctricas de este tipo. Dieciséis son centrales de bombeo mixto y suman un total de 2.5000 MW de potencia instalada; las otras ocho son de bombeo puro y suman otros 2.500 MW de potencia, en total pues, la potencia instalada asciende a unos 5000MW.

Las mayores centrales de bombeo mixto en nuestro país proporcionan potencias instaladas del orden de los 800MW. Por su parte las centrales de bombeo puro, con potencias algo inferiores, alcanzan los 625 MW en alguna de sus mayores unidades.

CAPÍTULO III. PARÁMETROS ELÉCTRICOS LONGITUDINALES: (Resistencia e Inductancia)

1. ASPECTOS GENERALES

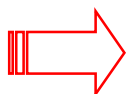
Cualquier circuito eléctrico está formado por algunos de los parámetros siguientes: resistencia, inductancia, capacidad y conductancia. Con estos parámetros se forman la totalidad de los sistemas eléctricos, desde un sistema simple y reducido, hasta los complejos sistemas de potencia actuales.

Después de los capítulos precedentes, dedicados a la introducción de la electricidad y la generación de energía eléctrica, es preciso entrar en el estudio de los parámetros que identifican a los circuitos eléctricos. Para realizar este estudio se realizará una división de los mismos, obedeciendo a su comportamiento eléctrico; así la resistencia y la inductancia actúan en los circuitos de forma longitudinal, mientras que la capacidad y la conductancia lo hacen de forma transversal al circuito.

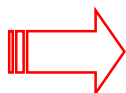
Se explicará el fundamento de cada parámetro, sus interacciones con el resto de componentes, así como, la forma o los efectos que su presencia causan al funcionamiento global de la instalación.

Por tanto la división será la siguiente:

- Parámetros longitudinales.

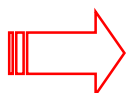


$R \Leftrightarrow \text{RESISTENCIA} \Rightarrow \text{Ohmios}$

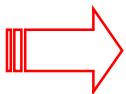


$L \Leftrightarrow \text{INDUCTANCIA} \Rightarrow \text{Henrios}$

- Parámetros transversales.



$C \Leftrightarrow \text{CAPACIDAD} \Rightarrow \text{Faradios}$



$G \Leftrightarrow \text{CONDUCTIVIDAD} \Rightarrow \text{Siemens}$

Existen otras magnitudes que matemáticamente sirven de nexo de unión a los parámetros anteriores, algunas de las más importantes son:

$$Z=(R+jX) \Leftrightarrow \text{IMPEDANCIA} \Rightarrow \text{Ohmios}$$

$$Y=(G+jB) \Leftrightarrow \text{ADMITANCIA} \Rightarrow \text{Siemens}$$

$$X=L * \omega=L * 2 \pi f \Leftrightarrow \text{REACTANCIA INDUCTIVA}$$

$$B=C * \omega=C * 2 \pi f \Leftrightarrow \text{SUSCEPTANCIA}$$

2. RESISTENCIA R (Ω)

Comenzaremos nuestro estudio con los parámetros longitudinales (resistencia e inductancia), estos parámetros actúan a lo largo del circuito eléctrico y son los más importantes dentro de la electricidad.

2.1. La Resistencia

La resistencia es la oposición que cualquier material ofrece al paso de la corriente eléctrica. Aunque su estudio se remonta a los primeros descubrimientos eléctricos, no se interrelacionó con las otras magnitudes eléctricas hasta que el Sr. Ohm, formuló su ley fundamental, base de toda la electricidad, que ligaba esta oposición con la tensión o diferencia de potencial y la intensidad que circulaba por un circuito.

$$I = \frac{U}{R}$$

Conceptualmente la resistencia de cualquier elemento conductor depende de sus dimensiones físicas y de la resistividad, esto puede expresarse como:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Donde: $(R \Rightarrow \Omega)$ $\longrightarrow$ $\begin{array}{l} L \Rightarrow \text{longitud (m)} \\ S \Rightarrow \text{sección (mm}^2\text{)} \\ \rho \Rightarrow \text{resistividad (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})} \end{array}$

Veamos uno a uno los factores de la expresión anterior:

■ Longitud

La longitud de un conductor es directamente proporcional a la resistencia del mismo, ya que los electrones que por él circulan, deberán recorrer un trayecto mayor y por tanto necesitarán más energía.

En los sistemas de potencia, con grandes tensiones e intensidades, hacen falta conductores de tamaños considerables para ser capaces del transporte de estas energías. Entre los materiales más empleados para su construcción se halla el cobre, que como cualquier otro metal presenta unas características de maleabilidad, pero esta adaptabilidad con conductores de 20mm o 30mm de diámetro es prácticamente inexistente comportándose los mismos, no como conductores flexibles y adaptables, si no más bien como auténticas varillas rígidas, inutilizables para los menesteres a los que están encomendados.

Es por la razón anterior, por lo que cuando un conductor excede de un determinado radio o diámetro, ya no se construye macizo, sino que se construye con la unión de múltiples hilos formando un cable, que no es más que un conductor compuesto por hilos enrollados en haz para mantener su consistencia mecánica y al mismo tiempo permitir, aún con diámetros considerables, flexibilidades y torsiones adecuadas a su uso.

Si nos centramos en cables, la longitud del mismo no coincide con la longitud de los hilos que lo forman, ya que el conjunto del cable no tendrá en cuenta el efecto del trenzado a que se han visto sometidos cada uno de los hilos que los forman. Debido a esto existen dos longitudes una real (la de los hilos), y una teórica (la del cable), siendo la longitud real mayor que la longitud teórica.

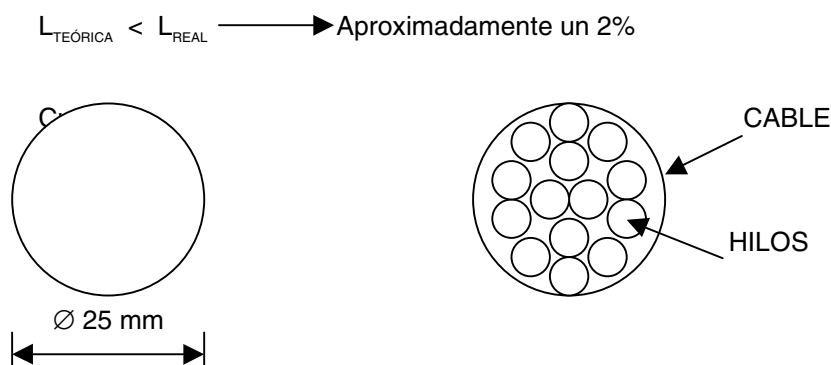


Figura nº 1. Constitución de un cable eléctrico. Comparación entre longitudes.

Un cable con una longitud de 1m ($L_{TEÓRICA}$) estará formado por hilos entrelazados o trenzados con una longitud de 1.02m (L_{REAL}). En consecuencia, el valor de la resistencia real tendría que estar influenciada por este aumento de valor. En la realidad los fabricantes de cables, al realizar sus tablas de valores, ya tienen en cuenta esta variación, considerando para el cálculo de la resistencia los valores reales de la longitud.

■ Sección

Algo parecido a la longitud ocurre con la sección. Así si consideramos la sección del cable en su conjunto (Teórica), estaremos añadiendo los espacios entre hilos (aire, pequeños residuos, aceites, etc) que no están ocupados por cobre. Se tendría que considerar realmente solo la superficie real (S_{real}), es decir la ocupada realmente solo por el material conductor el cobre.

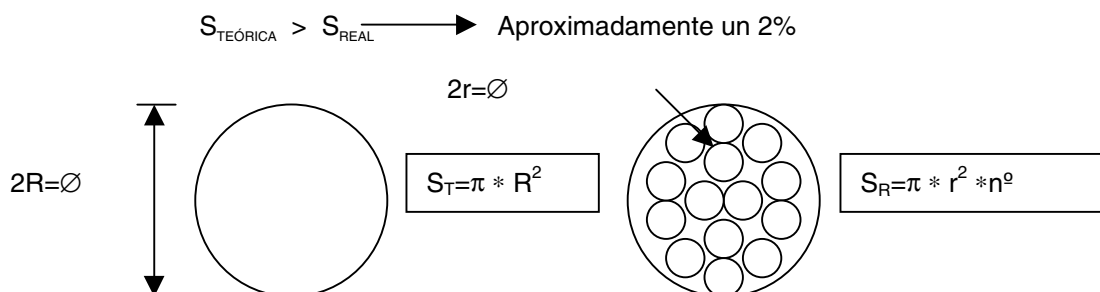


Figura nº 2. Constitución de un cable eléctrico. Comparación entre secciones.

La sección real es por término medio un 1% o 2% menor que la teórica. Esto vuelve a influir en el valor final de la resistencia. También con este parámetro los fabricantes de cables, consideran para el cálculo de los valores que leemos en tablas, la sección real.

Es decir que las tablas para los distintos materiales ya tienen presente estos desajustes entre los valores reales y teóricos dados en conductores tipo cable.

■ Resistividad

La resistividad es la última magnitud a tener presente en el cálculo de la resistencia de un material. Se define como la resistencia específica, es decir, la oposición que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica por unidad de longitud y superficie (normalmente para su cálculo se utiliza varillas del material a calcular con unas dimensiones específicas de 1m de longitud y 1cm² de sección).

La resistividad es la parte más importante de la resistencia, ya que es la que realmente nos identifica si un material es buen conductor o por el contrario es un aislante. Hasta el momento, y considerando

solamente la longitud y la sección, tendría la misma resistencia una varilla de madera que una de cobre, suponiendo igualdad de las dimensiones físicas. Nos hacía falta un parámetro que dependiera del material, la resistividad.

Sí la resistividad solo dependiera del tipo de material, no habría complicaciones, ya que construida la tabla correspondiente estarían tabuladas todas las resistividades de los materiales más frecuentemente usados. Pero la resistividad también depende de la temperatura, siendo necesarias innumerables tablas, una para cada variación de la temperatura, para su completa identificación.

El problema se solucionó, en parte, dando una única tabla, esta tabla corresponde a una temperatura estándar de unos 20°C, y en ella están representados los valores de la resistividad de la mayor parte de materiales interesantes desde el punto de vista eléctrico. Cuando la temperatura no coincide con los 20°C, aplicando la siguiente fórmula obtendremos el valor de la resistividad a cualquier otra temperatura.

$$\rho_T = \rho_{20^\circ\text{C}} + \rho_{20^\circ\text{C}} * \alpha (T - 20^\circ)$$

Donde: α = Coeficiente de temperatura a 20°C $\Rightarrow$ es un valor tabulado en las tablas.
 ρ_0 = resistividad a la temperatura deseada.
 $\rho_{20^\circ\text{C}}$ = resistividad a 20°C. La de las tablas.
 T = temperatura deseada a determinar la resistividad.

Ya sabemos que la resistividad de un material será función del tipo de material y de la temperatura a la que se encuentre el mismo. Pero, ¿un aumento de temperatura significa siempre un aumento de la resistividad?. Para responder a esta pregunta, primeramente veamos como se comporta la misma en función del tipo de material empleado.

Teóricamente existen dos posibilidades: coeficiente de temperatura positivo; o coeficiente de temperatura negativo, ¿de que dependerá su signo?:

$$\alpha > 0$$

$$\alpha < 0$$

Para explicar el signo del coeficiente de temperatura, previamente realizaremos un repaso a los tipos de enlace químico más importantes, ya que de su comprensión se obtendrán las respuestas buscadas.

Recordemos primeramente que la materia está formada por fibras homogéneas o heterogéneas. Cada una de estas fibras está formada por cristales de formas regulares, que a la vez, están formados por la unión de moléculas, las cuales se sitúan de forma ordenada formando la figura geométrica característica del cristal. Finalmente cada una de estas moléculas es la unión de átomos que serán los encargados de darle las características finales al material.

Estos átomos pueden unirse para formar las moléculas de formas muy distintas, aunque son tres los tipos de unión o enlaces más característicos: enlace metálico, enlace iónico, y enlace covalente.

El átomo está formado por tres elementos básicos: Neutrones, protones y electrones. La masa de los neutrones y los protones coincide (1.60×10^{-27} kg), mientras que la masa de los electrones es casi 1900 veces menos pesada (9.27×10^{-31} kg). Pero por el contrario, la carga eléctrica del neutrón, como su nombre indica, es nula, y aun con la diferencia de masa, el electrón dispone de la misma carga eléctrica que el protón (1.67×10^{-19} Coulombs), siendo positiva la carga del protón y negativa la del electrón.

Los átomos son en principio neutros, esto indica que contendrán el mismo número de electrones que de protones, así mismo suele estar también compensado el número de neutrones con el de protones.

La disposición de estos elementos en el interior del átomo sigue unas características determinadas. En la periferia se situarán los electrones en movimiento formando orbitales, mientras que en la parte central existirá el núcleo formado por neutrones y protones estáticos. Los electrones se colocarán siempre en las proximidades del núcleo (por el principio de la mínima energía consumida), ocupando todos los espacios disponibles. Así se irán llenando, uno a uno, todos los orbitales del átomo, empezando por los más próximos al núcleo, cada orbital lleno representará una capa estable difícil de separar, hasta completar el número final de electrones del átomo.

La última capa puede estar completamente llena ó no de electrones. Para ser estable, esta capa debería de contar con 8 electrones (regla del Octete), si no dispone de este número, el átomo intentará conseguir electrones de los átomos vecinos o desprenderse de ellos para quedarse con la capa inmediatamente anterior que siempre estará llena, y será por tanto estable.

Esta última capa reviste gran importancia, ya que muchas de las propiedades eléctricas o mecánicas finales de los materiales dependerán de la misma.

■ Enlace Metálico

El enlace metálico es la unión de dos átomos metálicos, es decir átomos que en su última capa solo disponen de uno o dos electrones libres.

En este caso, cada átomo tiene dos opciones; apoderarse de los siete electrones que le faltan a su última capa para ser estable, o bien dejar libre al único electrón que reside en ella. Como es natural la opción más sencilla es la última, así cada átomo deja libre al electrón situado en su última capa, quedando el átomo estable al tener, sin este electrón, todas las capas completas. Pero al perder un electrón al átomo deja de ser neutro, eléctricamente hablando, ya que sin este electrón existe un exceso de un protón en cada átomo (ión +), quedando pues el átomo cargado positivamente.

Todos los electrones libres están en movimiento formando una nube en torno a los núcleos que han abandonado, pero seguirán estando íntimamente ligados a ellos, ya que los núcleos han quedado cargados positivamente, y los electrones disponen de cargas negativas, esta es la base del enlace metálico y de las que se derivan todas sus propiedades.

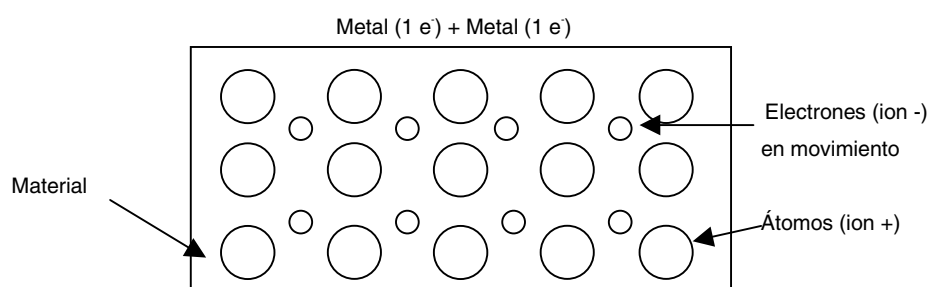


Figura nº 3. Enlace metálico.

En este tipo de enlace se darán una serie de propiedades que definirán su comportamiento final:

- Es un enlace duro. Existe unión molecular de unas cargas positivas (parte estática del átomo más todas las capas completas), con las cargas negativas (electrones libres que forman la nube alrededor de las cargas positivas).
- Posee brillo metálico. Se lo confiere el movimiento de estos electrones libres.
- Es un buen conductor. Estos electrones libres pueden transportar información (eléctrica, térmica, de vibraciones, etc), a través del material.

- Los materiales con enlace metálico son dúctiles y maleables. Si intentamos deformar un material de este tipo, al mover los átomos, la próxima posición que adopten los mismos no modificará su estado de unión electrostática, ya que seguirán existiendo cargas positivas (los núcleos de los átomos) en medio de la nube electrónica de cargas negativas (electrones). Es decir, con una deformación o torsión del material se seguirán manteniendo sus propiedades de unión, como máximo los átomos quedarán más tensionados lo que se conoce como efecto de Acritud.

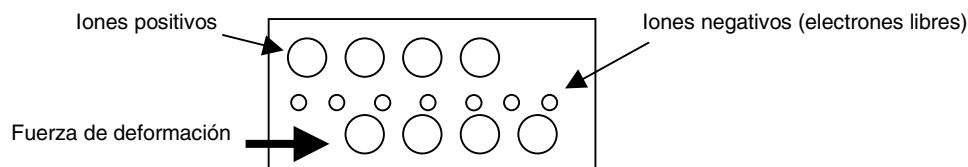


Figura nº 4. Enlace metálico sometido a una fuerza de deformación.

Por último, citar que en este tipo de materiales, al estar ya libres los electrones, si aumentamos la temperatura lo único que se consigue es disminuir la conducción. Esto ocurre debido a que un aumento de temperatura significa un aumento de energía, que se traduce en una mayor velocidad de los electrones, que recordemos que ya estaban libres. Lo que se traduce en choques más frecuentes entre ellos, aumento de la energía calorífica o Joule y menor conductividad. Esta es la razón que un aumento de temperatura lleva implícitamente asociado un aumento del coeficiente de temperatura y por tanto a una disminución de la conductividad, o lo que es lo mismo, a un aumento de la resistividad.

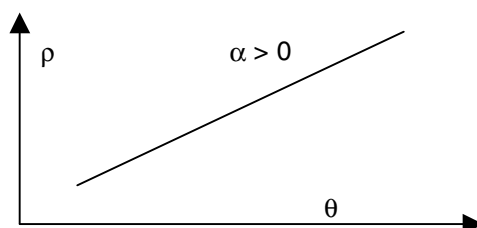


Figura nº 5. Enlace metálico. Variación de la resistividad en función de la temperatura.

Una representación simbólica de las bandas de energía características a este tipo de materiales es la siguiente:



Figura nº 6. Enlace metálico: bandas energéticas.

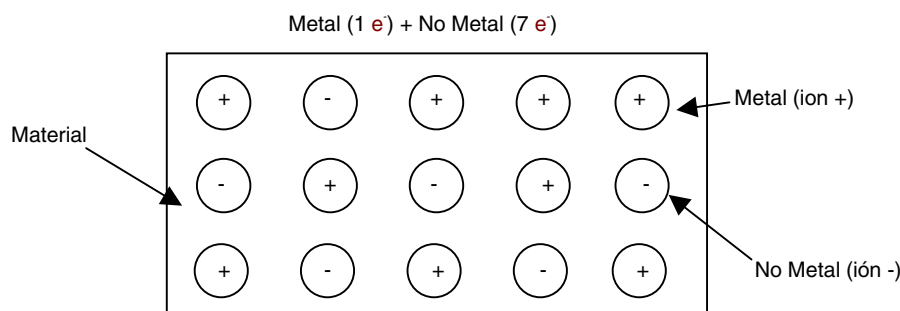
Nótese que la banda prohibida, o salto energético a realizar por los electrones para estar libres, es mínima en este tipo de enlaces. La banda de conducción, por el contrario es extremadamente amplia.

■ Enlace iónico

El enlace iónico es la unión de dos átomos, uno metálico y uno no metálico. El átomo metálico dispone de un único electrón en su última capa, mientras que el átomo no metálico dispone de siete electrones en su última capa.

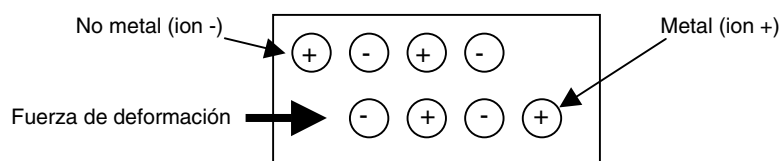
En este caso la forma natural de intercambio de electrones será la siguiente. Al átomo metálico le sobra un electrón para quedar energéticamente estable, mientras que al átomo no metálico, con sie-

te electrones en su última capa, le falta un electrón para completarla. El átomo metálico perderá un electrón (quedará como ión +), mientras que el átomo no metálico captará este electrón (quedando como ión -). La unión estable está asegurada, pero esta vez al contrario que en el enlace metálico, no quedarán electrones libres en el enlace final.



La falta de electrones libres en el enlace determinará las propiedades de este tipo de materiales, siendo estas muy distintas de las mencionadas para el enlace metálico.

- Es un enlace muy duro. Existe unión molecular de unas cargas positivas (átomos metálicos) con las cargas negativas (átomos no metálicos). Debe considerarse que todas las cargas son estáticas con lo que el enlace resulta más fuerte que en el enlace metálico, en el cual unas cargas (los electrones) estaban móviles.
- No posee brillo metálico. Ya que no existen electrones libres en movimiento que lo produzcan.
- Es un material aislante. Al no existir electrones libres no hay posibilidad de transmitir ningún tipo de información (térmica, eléctrica, de vibración etc) del material.
- Los materiales con enlace iónico son muy duros pero frágiles. Si intentamos deformar un material de este tipo, al mover los átomos, la próxima posición que adopten los mismos modifica sustancialmente la clasificación de las cargas, ya que en este caso las cargas positivas se verán enfrentadas. Lo mismo ocurre con las negativas, convirtiéndose toda la fuerza de atracción que caracteriza al enlace, en una fuerza de repulsión, lo que provoca su rotura inmediata. El vidrio y algunos plásticos son ejemplos de materiales con enlace iónico.



Por último citar que en este tipo de materiales, al no estar libres los electrones, si aumentamos la temperatura lo único que se consigue es dificultar la poca o nula conducción existente, pero prácticamente ni se nota ya que la resistividad ya es de por sí enormemente elevada.



Una representación simbólica de las bandas de energía características de este tipo de materiales es la siguiente:

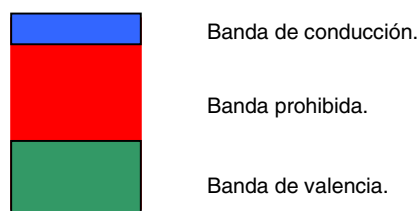


Figura nº 10. Enlace iónico. Bandas energéticas.

Nótese que la banda prohibida, o salto energético a realizar por los electrones para estar libres, es muy grande en este tipo de enlaces. La banda de conducción, por el contrario es extremadamente pequeña lo que indica que la conducción es prácticamente nula.

■ Enlace covalente

El enlace covalente es el tercer gran enlace químico. Se diferencia de los dos anteriores en que los materiales de este grupo (los situados en la parte central de la tabla periódica), como por ejemplo el germanio o el silicio, disponen en la última capa de cuatro electrones. Esto hace que les resulte indiferente perder o ganar los cuatro electrones que les sobran o faltan, respectivamente.

En este caso la forma natural de intercambio de electrones es el siguiente: cada átomo de germanio o silicio no cede ni absorbe electrones con los átomos vecinos, sí no que los comparte, llegando así a cubrir el número de electrones establecidos para la última capa, ocho. En definitiva es un enlace que comparte electrones con los átomos vecinos y por tanto ninguno de ellos queda libre para la conducción.

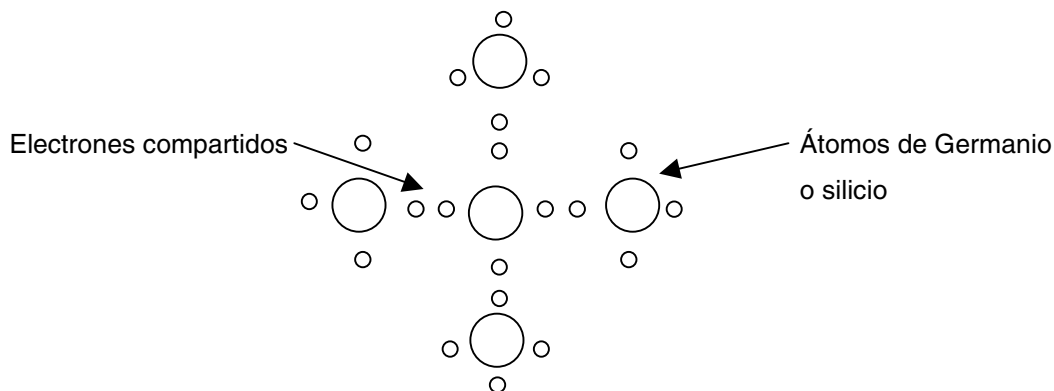


Figura nº 11. Enlace covalente.

Como es de suponer, con estas condiciones de unión, no es un enlace muy duro, más bien lo contrario, ya que es fácilmente modificable, incluso variaciones de la temperatura ambiente consiguen romper el enlace parcialmente, permitiendo que algunos electrones queden libres y puedan iniciar la conducción.

Este, es pues, un enlace muy singular, ya que es un promedio de los dos anteriores, se comporta como un aislante a temperaturas bajas, y como un conductor cuando se le aplica energía extra, como por ejemplo aumentando su temperatura. Es por ello que los materiales formados con este enlace reciben el nombre de semiconductor. Veamos resumidas sus propiedades:

- Es un enlace frágil. Como hemos indicado un simple aumento de la temperatura es suficiente para romper parcialmente el enlace.

Posee un brillo mucho menor que los elementos metálicos, pero superior a los aislantes. La intensidad del brillo dependerá de la cantidad de enlaces rotos existentes.

Es un material semiconductor. La existencia de electrones libres dependerá de la energía que se aplique al enlace, y con ello su capacidad de transmitir información. Conducción electrónica.

Los materiales con enlace covalente son materiales intermedios también en sus facetas de maleabilidad, dependiendo estas de las condiciones en que se encuentre el enlace.

Sí aumentamos la temperatura se aumente la energía entregada al enlace, por lo que la probabilidad de rotura de enlaces es mayor, y por consiguiente también será mayor el número de electrones libres. El valor del coeficiente de temperatura será en este caso negativo, influyendo en el comportamiento de la resistividad que disminuye al aumentar la temperatura al contrario de lo que ocurría con los elementos metálicos.

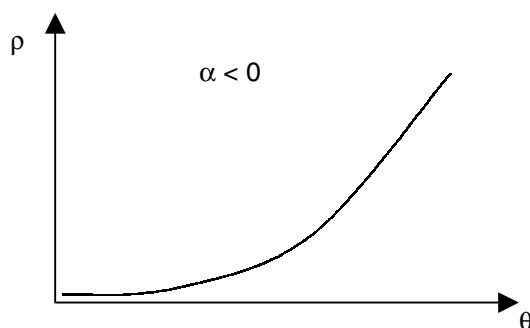


Figura nº 12. Variación de la resistividad en función de la temperatura.

Una representación simbólica de las bandas de energía características de este tipo de materiales es la siguiente:



Figura nº 13. Enlace covalente. Bandas energéticas.

La banda prohibida, o salto energético a realizar por los electrones para estar libres, es intermedia, lo que indica que para temperaturas altas el material se comportará como un conductor y para temperaturas bajas como un aislante.

Existe la posibilidad de aumentar la conducción de los elementos formados con enlaces covalentes mediante la técnica del **DOPADO**.

Hay dos formas de dopado: dopar con elementos pentavalentes (con 5 electrones en la última capa), o con elementos trivalentes (con 3 electrones en la última capa).

- **Dopado pentavalente:** consiste en mezclar átomos de fósforo, elemento pentavalente, con átomos de silicio. Una vez enfriada la mezcla se forma el enlace covalente, pero para cada átomo de silicio (con 4 electrones en la última capa) existe un átomo de fósforo (con 5 electrones en la última capa), quedando un electrón libre por átomo, al solo poderse combinar cuatro electrones. El material quedará cargado negativamente por el exceso de electrones y se denomina de tipo N.
- **Dopado trivalente:** consiste en mezclar átomos de boro, elemento trivalente, con átomos de silicio. Una vez enfriada la mezcla se forma el enlace covalente. Para cada átomo de silicio (con

4 electrones en la última capa) existe un átomo de boro (con 3 electrones en la última capa), quedando un hueco libre por átomo, al solo poderse combinar tres electrones. El material quedará cargado positivamente por el exceso de huecos y se denomina de tipo P.

Es decir el dopado consiste en añadir electrones ó huecos con el fin de aumentar las características conductoras de los materiales covalentes con este aporte auxiliar de impurezas.

A los materiales no dopados se les conoce como semiconductores intrínsecos, mientras los que han sufrido algún tipo de dopado, son los semiconductores extrínsecos.

A la unión de dos materiales, uno de tipo “N” y uno de tipo “P”, fue el primer elemento electrónico construido “El diodo”. Si la unión se realiza con tres materiales podemos construir un transistor.



Figura nº 14. Unión de materiales tipo N y P. Diodo y transistor.

■ Conclusiones sobre los tipos de enlace

Es importante notar que con el estudio de los enlaces químicos, se ha comprobado la primera magnitud eléctrica, la intensidad, que hemos visto que era simplemente el movimiento de los electrones por el interior del material. Esta es una idea muy importante para en capítulos posteriores comprender el funcionamiento de circuitos eléctricos, tanto de baja tensión como en alta tensión.

Concretamente el Sr. Coulomb, viendo que el valor de la carga de un solo electrón era muy pequeña inventó una unidad, a la que dio su nombre, que representará una carga ya significativa:

$$1\text{C (coulomb)} = 6.023 \cdot 10^{24} \text{ electrones.}$$

El Sr. Amperè adoptó esta cantidad para definir otra unidad importante, el amperio, el cual lo definió como el número de Coulombs que circulaban por un determinado circuito en el tiempo de un segundo.

$$1 \text{ A (amperè)} = 1\text{C}/1\text{s}$$

■ Comportamiento de la resistencia en corriente continua o en alterna

¿Se comporta igual un material delante del paso de energía en su forma alterna o en su forma continua?. Aparentemente la respuesta es si, sobretodo si nos fijamos en los parámetros que intervienen en la fórmula de la resistencia o resistividad. No obstante esta afirmación rotunda, se debe matizar ya que la respuesta no es del todo inmediata.

Si aplicamos energía eléctrica a un circuito se producirán una serie de reacciones que pasamos a detallar mediante las fórmulas eléctricas y magnéticas pertinentes:

- Circuito eléctrico conectado en corriente continua.

Si conectamos un circuito a una fuente de corriente continua según la ley de Ohm se producirá una intensidad, que será también continua ya que tanto resistencia como tensión lo son.

$$I_{\text{cte}} = V_{\text{cte}} / R_{\text{cte}} = I_{\text{cte}}$$

La intensidad al pasar por el circuito crea una tensión magnética o fuerza magnetomotriz, esta fuerza magnetomotriz será también constante, ya que lo son tanto el número de vueltas como la intensidad:

$$\theta^{AV} = N_{cte} * I_{cte} = \theta_{cte}^{AV}$$

Por la Ley de Hopkinson podemos hallar el flujo generado en el conductor:

$$\phi = \theta^{AV} / \mathfrak{R} = \phi_{cte} \quad \mathfrak{R} = L / (S * \mu)$$

Siendo μ , la permeabilidad del material. Esta depende del tipo de material y de la temperatura, pero para oscilaciones normales de la temperatura el valor de μ puede considerarse constante.

Como son constantes tanto los amperios-vuelta como la reluctancia, el flujo también será constante, es decir de una corriente continua se obtiene un flujo también continuo.

Finalmente, la tensión inducida en el cable vendrá dada por la Ley de Faraday-Lenz. Nótese que esta depende del número de espiras y de la variación del flujo, por tanto para una tensión continua tendremos:

$$e = v = - N * (d\phi/dt) = 0$$

Es decir en continua no habrá ningún efecto.

- Circuito eléctrico conectado en corriente alterna.

Sí ahora conectamos el conductor a un generador de corriente alterna tendremos, siguiendo las mismas fórmulas anteriores (Ley de Ohm), una intensidad que ahora será alterna ya que también lo es la tensión:

$$I = V_{\sim} / R_{cte} = I_{\sim}$$

La intensidad al pasar por el circuito crea una tensión magnética o fuerza magnetomotriz, esta fuerza magnetomotriz será también variable ya que la intensidad lo es:

$$\theta^{AV} = N_{cte} * I_{\sim} = \theta_{\sim}^{AV}$$

Por la Ley de Hopkinson podemos hallar el flujo generado en el conductor:

$$\phi = \theta^{AV} / \mathfrak{R} = \phi_{\sim} \quad \mathfrak{R} = L / (S * \mu)$$

Siendo μ , la permeabilidad del material.

Como los amperios-vuelta son variables, aunque la reluctancia sea constante, el flujo resultante será variable.

Finalmente, la tensión inducida en el cable vendrá dada por la Ley de Faraday-Lenz. Nótese que esta depende del número de espiras y de la variación del flujo, por tanto para una tensión variable tendremos:

$$e_{ind} = v = - N * (d\phi/dt) \neq 0$$

Es decir en alterna se producirá una tensión inducida que además será contraria a la tensión que la produce (principio del efecto y la causa).

Los efectos de esta tensión inducida se dejan sentir en la cantidad de corriente que atraviesa un conductor. Así con corriente continua, al no producirse ninguna tensión inducida, la intensidad solo

se verá afectada por la resistencia propia del material. Veamos un ejemplo de un conductor al que se le aplica una tensión de 10V en el sentido indicado en la figura.

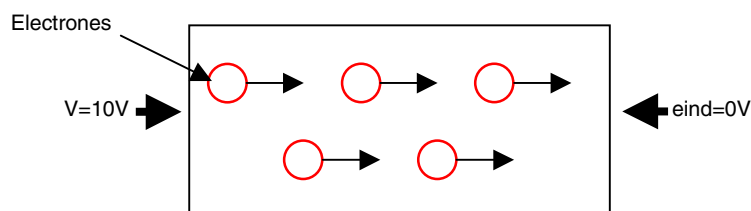


Figura nº 15. Circuito conectado en corriente continua.

Los electrones circularán solo afectados por la resistencia del material, y con una intensidad que dependerá del valor de tensión aplicada, en este caso 10V.

En cambio cuando el circuito se conecta a corriente alterna, se produce una tensión inducida, que según la Ley de Faraday-Lenz se opone a la causa que la produce, así por ejemplo para el caso anterior tendríamos suponiendo una tensión inducida de 2V:

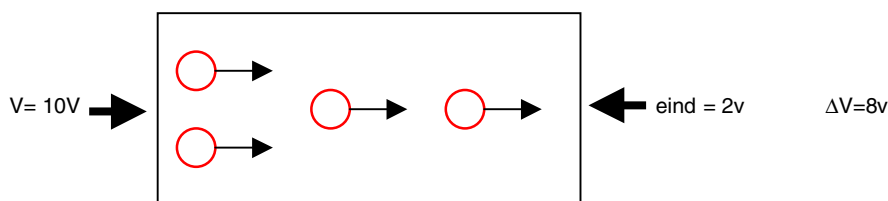


Figura nº 16. Circuito conectado en corriente alterna.

En este caso la diferencia de tensión ya no son 10V, sino 8V, esta disminución afecta a la circulación de los electrones, es decir a la intensidad, siendo esta menor para el mismo conductor y tensión aplicada. Todo ocurre como si la resistencia aumentase, aunque esta permanece constante, pero como el efecto que observamos es una disminución de la intensidad para el mismo valor de la tensión aplicada, podemos expresarlo como un aumento de R.

El aumento de tensión inducida (aparentemente de resistencia), dependerá de la velocidad con que varíe el flujo (según la Ley de Faraday-Lenz), y esta variación del flujo es directamente proporcional a la frecuencia. Por tanto a mayor frecuencia, mayor variación del flujo, más tensión inducida y más oposición o resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Así una primera conclusión será que la resistencia en alterna (resistencia dinámica) es mayor que la resistencia en continua, para unas mismas condiciones de funcionamiento y material.

$$r_{\text{alterna}} > R_{\text{continua}}$$

Sigamos con el estudio del comportamiento de los conductores si se conectan en continua o alterna.

La mayor parte de conductores destinados al transporte de la energía eléctrica, por necesidades de flexibilidad, no serán conductores macizos, si no formados por innumerables hilos, al conductor así formado se le denomina cable. El efecto de la tensión inducida se producirá en cada uno de los hilos del cable por igual, ya que tendrán las mismas características físicas, pero si contemplamos el proceso en conjunto, los conductores centrales se verán más afectados por las líneas de campo magnético que los que se encuentran en la periferia.

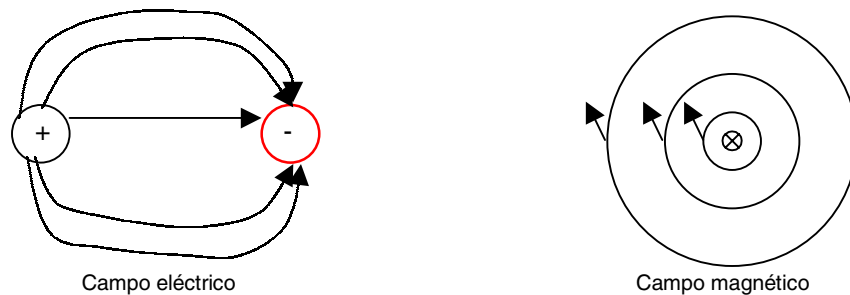


Figura nº 17. Campo eléctrico y campo magnético. Distribución de líneas de fuerza.

Así los conductores periféricos solo se verán afectados por su flujo, mientras que los conductores centrales se verán afectados por el flujo propio más el flujo de todos los restantes hilos que los envuelven.

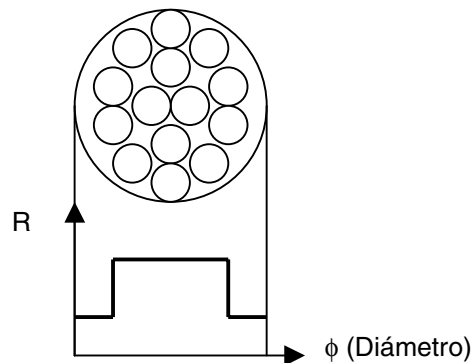


Figura nº 18. Variación de la resistencia de un cable eléctrico en función del radio.

Como en los hilos centrales existirán más líneas de flujo, en ellos será mayor la tensión inducida y por tanto la oposición o resistencia al paso de la corriente eléctrica, observándose una distribución de la resistencia en global como la indicada en la figura anterior. Es decir el cable en su conjunto ofrecerá mayor resistencia en su parte central que en la periferia.

Esto nos lleva a dos nuevas conclusiones.

- En corriente continua, como no existe tensión inducida, la resistencia de un conductor será igual en toda su superficie. Los electrones se distribuirán de forma uniforme por todo el conductor.
- En corriente alterna, existe tensión inducida, y está es además más intensa en el centro de los conductores. Los electrones tenderán a desplazarse hacia la periferia dejando el centro prácticamente libre de electrones.

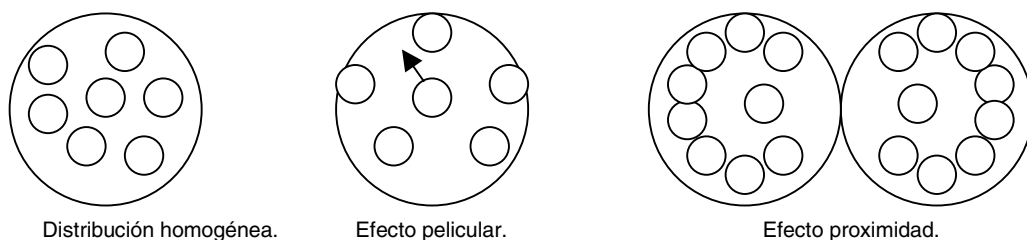


Figura nº 19. Diversas distribuciones de los electrones en el interior de los cables.

Esto nos lleva a enunciar dos efectos que repercutirán en el comportamiento de los circuitos eléctricos si están conectados en alterna.

- Al efecto de que los electrones se distribuyen por la superficie del conductor dejando libre el interior del mismo, se le conoce como **Efecto Pelicular**, siendo de vital importancia en multitud de aplicaciones, como veremos en capítulos precedentes. Recordar que este efecto depende de la frecuencia, cuanto mayor es está, mayor es el efecto, aún a frecuencias industriales (50Hz), este efecto ya se manifiesta.
- Hay otro efecto, aunque mucho menos importante que el anterior, es el **Efecto Proximidad**: este ocurre cuando dos cables circulan demasiado cerca, y en los dos se da el efecto pelicular. Como los dos cables disponen en su superficie de electrones, que son de carga negativa y recordando que cargas del mismo signo se repelen, existirá una repulsión mutua entre los electrones que deformará el efecto pelicular que se daba anteriormente en los cables.

■ Materiales empleados en la construcción de líneas aéreas

El material empleado en electricidad por excelencia es el cobre. Es un material dúctil, muy buen conductor y bastante fácil de manejar, en otras palabras un material sin problemas.

No existiría razón para suplirlo si no fuera simplemente por que su uso se ha extendido tanto como su precio. Al ser utilizado en la construcción de todas las máquinas eléctricas, los circuitos de baja tensión, las líneas de transporte de energía eléctrica, etc, su valor ha ido aumentando, y esto ha estimulado la búsqueda de materiales alternativos al mismo.

Algunas de las características eléctricas y mecánicas de algunos materiales susceptibles de ser empleados en electricidad son las siguientes:

- Cobre: Resistividad $\Rightarrow \rho = 0.0176 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
Densidad $\Rightarrow \delta = 8.9 \text{ kg/dm}^3$
Fuerza a la tracción: $\Rightarrow \chi = 28 \text{ kg/cm}^2$
- Aluminio: Resistividad $\Rightarrow \rho = 0.0260 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
Densidad $\Rightarrow \delta = 2.7 \text{ kg/dm}^3$
Fuerza a la tracción: $\Rightarrow \chi = 14 \text{ kg/cm}^2$
- Acero: Resistividad $\Rightarrow \rho = 0.0350 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
Densidad $\Rightarrow \delta = 7.8 \text{ kg/dm}^3$
Fuerza a la tracción: $\Rightarrow \chi = 42 \text{ kg/cm}^2$

El primer material que se empleo como sustituto para el cobre fue el aluminio. Es un material con una resistividad mayor que la del cobre, pero sigue siendo buen conductor, es menos pesado y presenta un precio sustancialmente más bajo. Si los comparamos tendremos:

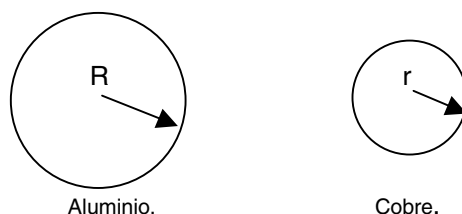


Figura nº 20. Comparación entre conductores de cobre y aluminio a igualdad de resistencia.

- A igualdad de resistencia eléctrica, el cable de aluminio será de mayor tamaño debido a que es menos conductor.
- Aún con su mayor tamaño, el cable de aluminio será a igualdad de resistencia eléctrica, la mitad de pesado. Esto es una gran ventaja, tanto para el transporte como para su colocación.
- También a igualdad de resistencia, el cable de aluminio será más económico que el cable de cobre.
- Menor efecto Corona al disponer de más diámetro el cable de aluminio.
- Pero debido a su bajo poder a la tracción, el aluminio no puede tensarse y esto lo imposibilita para ser utilizado como conductor.

¿Cómo se podía resolver este problema?, sí todo eran ventajas para el uso del aluminio. Se pensó en utilizar el aluminio mezclado con otro material, como por ejemplo el acero, pero el acero es realmente un mal conductor. La solución pasó por la fabricación de los conductores de aluminio, pero con la parte central constituida por acero (alma de acero) y así gracias al efecto pelicular, como por el centro del conductor pasa muy poca intensidad (aunque fuera de acero), la conducción no se vería prácticamente mermada. Las nuevas condiciones de funcionamiento son:

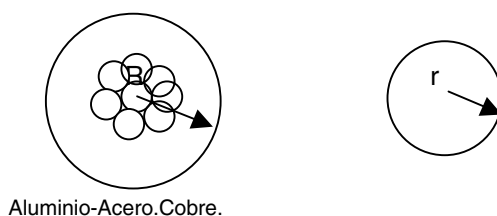


Figura nº 21. Comparación de tamaños entre el cable de aluminio-Acero, y el cable de cobre.

- A igualdad de resistencia eléctrica, el cable de aluminio-acero, sigue siendo de mayor tamaño debido a que es menos conductor.
- Aún con su mayor tamaño, el cable de aluminio-acero será, a igualdad de resistencia eléctrica, un tercio menos pesado. Esto es una gran ventaja, tanto para el transporte como para su colocación.
- También a igualdad de resistencia, el cable de aluminio-acero será más económico que el cable de cobre.
- Menor efecto Corona al disponer de más diámetro el cable de aluminio-acero.
- Todo el poder de tracción se lo dará el alma de acero, sirviendo el aluminio como conductor exclusivamente.

Finalmente podemos realizar una clasificación de las resistencias según el material constructivo que se emplee:

- **Metálicas:** el material utilizado tiene generalmente forma de hilo o cinta, y estas resistencias reciben el nombre de resistencias bobinadas. El hilo o las cintas están enrolladas sobre un soporte de material aislante. El hilo es generalmente de una aleación que contiene dos o más elementos, como pueden ser el cobre, el hierro, el níquel, el cromo, el cinc y el manganeso.
- **No metálicas:** la sustancia utilizada es el carbón o el grafito, los cuales tienen una elevada resistencia específica. Por esta razón pueden hacerse más pequeñas que las resistencias bobinadas.

3. INDUCTANCIA L (H)

3.1. Introducción

El concepto de inductancia fue estudiado y descubierto por Faraday en 1831. De forma general, la inductancia es la propiedad de un elemento de circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en una bobina en forma de campo magnético. Sin embargo, una característica importante y distintiva de la inductancia es que se manifiesta su existencia en un circuito sólo cuando hay corriente alterna. Así, aunque un elemento pueda tener inductancia en virtud de sus propiedades geométricas y magnéticas, su presencia en el circuito no se percibe a menos que haya un cambio de la corriente en función del tiempo (corriente alterna AC).

Cuando una corriente circula por un circuito eléctrico, los campos magnético y eléctrico que se forman nos explican algo sobre las características del circuito. En la figura siguiente se representa una línea bifilar abierta y los campos magnéticos y eléctricos asociados a ella.

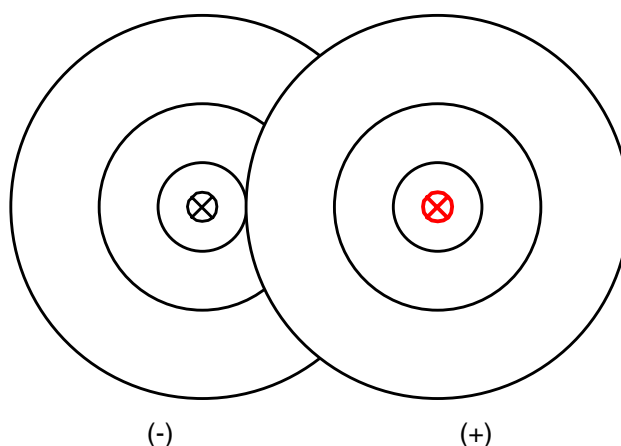


Figura nº 22. Campos magnéticos y eléctricos asociados a una línea bifilar.

Las líneas de flujo magnético forman anillos cerrados que rodean a cada conductor; las líneas del campo eléctrico nacen en las cargas positivas, sobre un conductor, y van a parar a las cargas negativas, sobre el otro conductor. Toda variación de la corriente que pasa por los conductores produce una variación en el número de las líneas de flujo magnético que atraviesan el circuito. Por otra parte, cualquier variación de éste induce una fuerza electromotriz (f.e.m.) en el circuito, siendo ésta proporcional a la velocidad de variación del flujo. La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la f.e.m. inducida, por la variación de flujo, con la velocidad de variación de la corriente (frecuencia).

Campos magnéticos $\Rightarrow$

$$\text{Ley de Ampere: } \oint \vec{H} \cdot d\vec{L} = \sum i$$

Esta es la Ley fundamental en el estudio de los campos magnéticos. No obstante, derivadas de esta Ley, existen otras expresiones más interesantes para el cálculo de las líneas eléctricas a nivel industrial.

Así, y recordando que la inductancia es:

$$L = N \cdot \frac{d\Phi}{di}$$

$$d\Phi = \frac{L}{N} \cdot di$$

Entonces:

$$e_{\text{ind}} = -N \cdot \frac{d\Phi}{dt} = -N \cdot \frac{L}{N} \cdot \frac{di}{dt} = -L \cdot \frac{di}{dt}$$

Despejando L, obtendremos una expresión de la inductancia:

$$\boxed{L = - \frac{e_{\text{ind}}}{di/dt}} \Rightarrow L = N \cdot \frac{\Phi}{I} = \frac{N \cdot \frac{\theta^{\text{AV}}}{\mathfrak{R}}}{I} = \frac{N \cdot N \cdot I}{\mathfrak{R} \cdot I} \Rightarrow \boxed{L = \frac{N^2}{\mathfrak{R}}}$$

La primera expresión es la fórmula exacta de la inductancia, y nos indica qué es la relación, cambiada de signo, entre la tensión inducida por un campo magnético en un circuito, en función de la velocidad con la que varía la intensidad.

Una segunda expresión, la ecuación de la derecha, es una aproximación de la primera, aunque ampliamente aceptada, en ella se observa que la inductancia depende del número de espiras o vueltas de un conductor, dividido por el valor de la reluctancia, que como vimos depende del material empleado.

Cabe recordar que la inductancia se mide en H (Henrios), y para las aplicaciones eléctricas es mejor emplear Ω . El paso de una unidad a la otra se realiza multiplicando la inductancia por la pulsación, en radianes por segundo, obteniéndose la reactancia inductiva.

$$\text{Reactancia inductiva } (\Omega): \quad X_L = \omega \cdot L = 2\pi \cdot f \cdot L$$

En corriente continua DC la frecuencia es nula, ya que no hay variación de la corriente respecto el tiempo. Esto implica que la reactancia inductiva sea también nula.

$$\boxed{\text{DC} \rightarrow f = 0 \rightarrow X_L = 0}$$

En cambio, en corriente alterna AC la reactancia inductiva es diferente de cero, ya que en este caso, si que tenemos frecuencia debido al cambio de la corriente con el tiempo.

$$\boxed{\text{AC} \rightarrow f = 50\text{Hz} \rightarrow X_L = 2\pi \cdot 50 \cdot L \neq 0}$$

Analizando la expresión de la impedancia de un circuito obtenemos diferentes valores para ésta según sea corriente continua o alterna.

$$\left. \begin{array}{l} \text{DC} \rightarrow \vec{Z} = (R_{\text{SI}} + jX_{\text{NO}}) = R \\ \text{AC} \rightarrow \vec{Z} = (R_{\text{SI}} + j \cdot X_{\text{SI}}) \end{array} \right\} \quad \boxed{Z_{\text{DC}} < Z_{\text{AC}}}$$

En corriente continua no tenemos reactancia inductiva (X_L) por lo que la impedancia será menor que en corriente alterna. En los dos casos tenemos la misma resistencia.

Esta es una conclusión importante, ya que nos indica que existirá una mayor oposición al paso de los electrones (intensidad), en corriente alterna que en corriente continua.

3.2. Inductancia de una línea eléctrica

La inductancia industrial de una línea se determina en Henrios (H), utilizando la siguiente expresión:

$$L = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 2 \cdot \ln \left(\frac{D}{r} \right) \right] \cdot 1 \cdot 10^{-4} \cdot \text{long} \quad [\text{H}]$$

Donde,

n:	número de cables por fase.
D:	distancia media geométrica entre fases.
r:	radio equivalente.
l:	longitud de la línea.
μ :	permeabilidad.

La inductancia en las líneas se acostumbra a determinar en H/Km de forma que la expresión anterior queda de la siguiente forma:

$$L_K = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 2 \cdot \ln \left(\frac{D}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{\text{H}}{\text{Km}} \right]$$

Pasando de logaritmos neperianos a logaritmos decimales, obtenemos:

$$L_K = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 4'6 \cdot \log \left(\frac{D}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{\text{H}}{\text{Km}} \right]$$

La permeabilidad depende de las características del material y de las condiciones eléctricas a las que este sometido:

Permeabilidad:	$\mu = \mu_0 \cdot \mu_r$	$\left. \begin{array}{l} \mu = 1 \Rightarrow \text{Cu, Al, Aleaciones} \\ \mu = 200 \Rightarrow \text{Acero galvanizado} \end{array} \right\}$
Permeabilidad Absoluta:	$\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$	
Permeabilidad Relativa:	$\mu_r \rightarrow (\text{Tablas,...})$	

Como normalmente se utilizan conductores de cobre o aluminio y estos tienen el mismo coeficiente de permeabilidad, podemos substituir este valor en la fórmula anterior, obteniendo:

$$L_K = \left[\frac{1}{2 \cdot n} + 4'6 \cdot \log \left(\frac{D}{r} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{\text{H}}{\text{Km}} \right]$$

Esta es la fórmula en la que nos basaremos para expresar la inductancia de los diferentes circuitos. Esta inductancia depende del radio equivalente (r), y de la distancia media geométrica entre fases (D), estas dos magnitudes son función de la geometría del circuito, y por tanto de la disposición de los cables en la torre metálica.

3.3. Disposiciones más comunes de los circuitos eléctricos en torres de transporte de energía eléctrica

Vamos a definir el radio equivalente y la distancia media geométrica entre fases en función de las características de los circuitos eléctricos de transporte de energía eléctrica más usuales.

- **Radio equivalente:** La fórmula general del radio equivalente se muestra a continuación:

$$r_{eq} = R^n \sqrt[n]{\frac{r \cdot n}{R}} \quad R = \sqrt[n]{\frac{r \cdot n \cdot R^n}{R}} = \sqrt[n]{r \cdot n \cdot R^{n-1}}$$

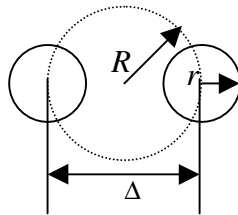
Para cada una de las configuraciones posibles tendremos:

- Para un conductor (n=1):



$$r_1 = \sqrt[1]{r \cdot 2 \cdot R^0} = r$$

- Para 2 conductores (n=2):

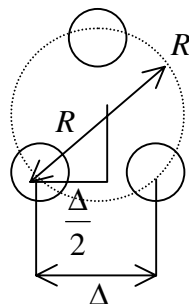


$$2R = \Delta$$

$$R = \frac{\Delta}{2}$$

$$r_2 = \sqrt[2]{r \cdot 2 \cdot R} = \sqrt{2r \frac{\Delta}{2}} = \sqrt{r \cdot \Delta}$$

- Para 3 conductores (n=3):



$$\Delta = 400mm$$

$$\left(\frac{R}{2}\right)^2 + \left(\frac{\Delta}{2}\right)^2 = R^2$$

$$\text{Ya que: } y = \cos 60^\circ \cdot R = \frac{R}{2}$$

$$4 \frac{R^2}{4} + \frac{4\Delta^2}{4} = R^2 \cdot 4$$

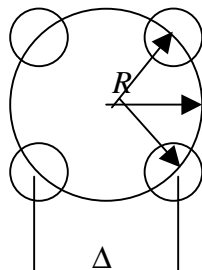
$$\text{Entonces: } R^2 + \Delta^2 = 4R^2$$

$$3R^2 = \Delta^2$$

$$\text{Siendo: } R = \frac{\Delta}{\sqrt{3}}$$

$$r_3 = \sqrt[3]{3 \cdot r \cdot R^2} = \sqrt[3]{3 \cdot r \cdot \frac{\Delta^3}{3}} = \sqrt[3]{r \cdot \Delta^2}$$

- Para 4 conductores (n=4):



$$R^2 + R^2 = \Delta^2$$

$$2R^2 = \Delta^2 \rightarrow R = \frac{\Delta}{\sqrt{2}}$$

$$r_4 = \sqrt[4]{4r \cdot R^3} = \sqrt[4]{4r \cdot \frac{\Delta^3}{(\sqrt{2})^3}} = \sqrt{r \cdot \Delta^3 \cdot \sqrt{2}}$$

Estas configuraciones representan a los circuitos eléctricos convencionales. Los más importantes se han representado en la siguiente figura, es importante notar que esta sería la disposición de los cables en las torres eléctricas.

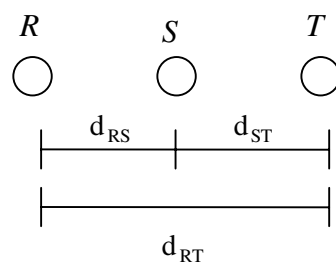
Simple	Dúplex	Tríplex	Cuadrúplex	
$\begin{matrix} R & S & T \\ \circ & \circ & \circ \end{matrix}$	$\begin{matrix} R & S & T \\ \circ \circ & \circ \circ & \circ \circ \end{matrix}$	$\begin{matrix} & R & \\ & \circ & \circ \\ \circ & & \circ \\ S & & T \end{matrix}$	$\begin{matrix} R & & S \\ \circ \circ & & \circ \circ \\ \circ \circ & T & \circ \circ \\ & \circ \circ & \end{matrix}$	1 circuito
$\begin{matrix} R_{\circ} & & R' \\ S_{\circ} & & S' \\ T_{\circ} & & T' \end{matrix}$	$\begin{matrix} R & T' \\ \circ \circ & \circ \circ \\ S & S' \\ \circ \circ & \circ \circ \\ T & R' \\ \circ \circ & \circ \circ \end{matrix}$	$\begin{matrix} & R & & T' \\ & \circ & & \circ \\ \circ & & \circ & \\ S & & S' \\ \circ & & \circ \\ & T & & R' \\ & \circ & & \circ \end{matrix}$	$\begin{matrix} R & T' \\ \circ \circ & \circ \circ \\ S & S' \\ \circ \circ & \circ \circ \\ T & R' \\ \circ \circ & \circ \circ \end{matrix}$	

$$L_K = \left[\frac{1}{2 \cdot n} + 4'6 \cdot \log \frac{De}{r_e} \right] \cdot 10^{-4} \quad \left[\frac{H}{Km} \right]$$

Para poder aplicar la fórmula de la inductancia de una línea (L_K), es necesario conocer la distancia media geométrica entre fases (D_e), además del radio equivalente explicado (r_e), y (n) o número de cables que existen por fase.

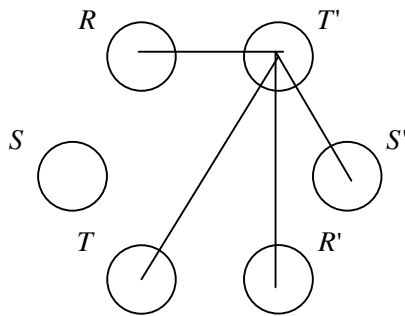
- Para 1 circuito:

$$D_{e_{1\text{circuito}}} = \sqrt[3]{d_{RS} \cdot d_{ST} \cdot d_{RT}} \quad [m]$$



- Para 2 circuitos:

$$D_{e_{2\text{circuitos}}} = \sqrt[3]{d_R \cdot d_S \cdot d_T} \quad [m]$$



$$d_R = \frac{\sqrt[2]{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'}}}{d_{RR'}}$$

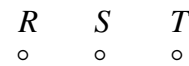
$$d_S = \frac{\sqrt[2]{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{SR'} \cdot d_{ST'}}}{d_{SS'}}$$

$$d_T = \frac{\sqrt[2]{d_{TR} \cdot d_{TS} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'}}}{d_{TT'}}$$

Aplicando las fórmulas obtenidas anteriormente, podemos determinar de forma genérica cual será la expresión matemática que tendremos que aplicar en un circuito con diversos números de conductores por fase. Recordamos que el número de circuitos es el número de fases repetidas y no el número de conductores que hay por fase.

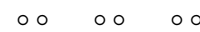
- Para 1 circuito:

$$L_{K1} = \left[0'5 + 4'6 \log \cdot \frac{D_e}{r} \right] \cdot 10^{-4}$$



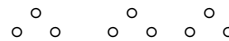
Simple

$$L_{K2} = \left[0'25 + 4'6 \log \cdot \frac{D_e}{\sqrt{\Delta} \cdot r} \right] \cdot 10^{-4}$$



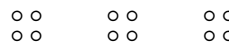
Dúplex

$$L_{K3} = \left[0'166 + 4'6 \log \frac{D_e}{\sqrt[3]{\Delta^2} \cdot r} \right] \cdot 10^{-4}$$



Tríplex

$$L_{K4} = \left[0'125 + 4'6 \log \frac{D_e}{\sqrt[4]{\Delta^3} \cdot r \cdot \sqrt{2}} \right] \cdot 10^{-4}$$



Cuadrúplex

Una vez hemos determinada la inductancia por Km (L_K) de nuestra línea, calcularemos la inductancia total, multiplicándola por la longitud de la línea (Km).

$$L[H] = L_K \cdot \text{longitud [Km]}$$

A continuación la reactancia inductiva (X_L) de la línea será:

$$X_L = L \cdot \omega \quad [\Omega]$$

Donde: $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$

f: frecuencia en Hz.

Finalmente, dependiendo del número de circuitos la reactancia inductiva nos vendrá dada por:

- Para 1 circuito:

$$X_L = L \cdot \omega \quad [\Omega]$$

- Para 2 circuitos:

$$X_L = \frac{1}{2} \cdot X_{L_{1\text{circuito}}} \quad [\Omega]$$

- Para “n” circuitos:

$$X_L = \frac{1}{n} \cdot X_{L_{1\text{circuito}}} \quad [\Omega]$$

Con las fórmulas explicadas, es posible determinar la inductancia, y por tanto la reactancia inductiva de la mayor parte de las líneas aéreas instaladas, para configuraciones distintas. Para un mayor número de conductores por fase (caso no demasiado usual), las fórmulas se deducen de igual forma pero considerando el número de conductores requerido.

CAPÍTULO IV. PARÁMETROS ELÉCTRICOS TRANSVERSALES (Capacidad y conductancia)

1. CAPACIDAD C (F)

1.1. Introducción

Este es el primero de los dos parámetros transversales que forman las líneas eléctricas. La capacidad de una línea de transmisión de energía eléctrica es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores que la forman. Esta diferencia de potencial origina que los conductores se carguen de la misma forma que las placas de un condensador cuando una diferencia de potencial se establece entre ellos. La capacidad entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacidad entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y de la distancia de separación. El efecto de capacidad puede ser pequeño y muchas veces se desprecia en líneas de potencia con menos de 80 km. de longitud, aunque para líneas de mayor longitud es un parámetro a tener presente.

Un voltaje alterno en una línea de transmisión, tiene como consecuencia que la carga en los conductores, en un punto dado, aumente o disminuya con el aumento o disminución del valor instantáneo del voltaje entre los conductores en ese punto. La corriente es el flujo de carga, y la corriente que se origina por la carga y descarga alternadas de una línea debidas al voltaje alterno, se conoce como corriente de carga de la línea. Como la capacidad es una derivación entre conductores, la corriente de carga fluye en la línea de transmisión aún cuando esté en circuito abierto. La capacidad afecta tanto a la caída de voltaje a lo largo de la línea, como a la eficiencia, al factor de potencia de la línea y finalmente a la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte.

La base para el análisis de la capacidad es la ley de Gauss para campos eléctricos. Esta ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. En otras palabras, la carga total dentro de una superficie cerrada es igual a la integral sobre la superficie de la componente normal de la densidad de flujo eléctrico.

$$\iint B \cdot ds = \sum Qi$$

Las líneas de flujo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas y terminan en las negativas. La densidad de carga perpendicular a la superficie se designa B y es igual a ϵE , donde ϵ es la permitividad del material que rodea a la superficie, y E es la intensidad de campo eléctrico.

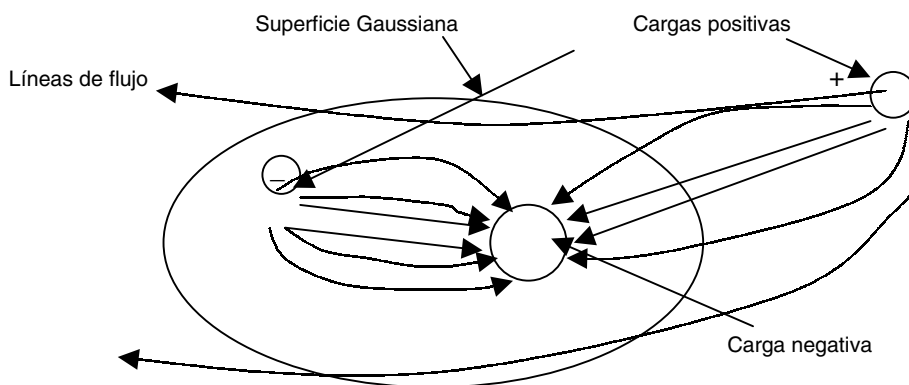


Figura nº 1. Ley de Gauss. Superficie Gaussiana.

Nótese que las líneas que no acaban o terminan en el interior de la superficie gaussiana, no cuentan, ya que entran pero vuelven a salir atravesando la superficie. Es decir solo contarán las líneas que entran o salen de la superficie gaussiana, sin retorno. Sí en el interior hay más de una carga, primeramente se equilibrarán entre ellas, saliendo hacia el exterior solo las líneas de flujo sobrantes, es decir las que representan a la carga equivalente.

Hay otras fórmulas útiles para expresar la capacidad de un circuito derivadas de la anterior. Concretamente la capacidad de una línea con dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de tensión entre ellos. En forma de ecuación, la capacidad por unidad de longitud de la línea es

$$C = \frac{q}{v} (\text{Faradio / metro})$$

Donde “q” es la carga sobre la línea en coulombs por metro y “v”, es la diferencia de potencial entre los conductores en voltios.

La capacidad depende de las condiciones geométricas existentes, y de los materiales que lo forman, es por tanto para un circuito dado, una constante independiente de las condiciones eléctricas o magnéticas que puedan existir.

Una fórmula que permite el paso de faradios (F) a Ohmios (Ω) es, al igual que en el caso de la inductancia, la reactancia pero esta vez capacitiva:

$$X_c = \frac{1}{w \bullet C} = \frac{1}{2\pi f \bullet C} \langle \Omega \rangle$$

Esta reactancia capacitiva, combinada con la resistencia nos forma la impedancia del circuito.

$$Z = (R - jX_c) = Z \angle -\varphi$$

También con unidades de ohmios.

Finalmente recordar que la reactancia inductiva es de signo positivo, mientras que la reactancia capacitiva es de signo negativo, siendo este el motivo por el cual para compensar el efecto inductivo o capacitativo, se emplean condensadores o bobinas respectivamente.

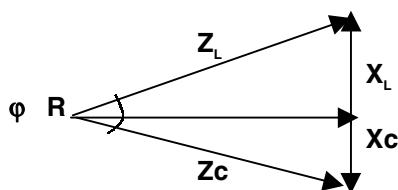


Figura nº 2. Impedancia. Resistencia, reactancia inductiva y capacitiva.

1.2. Condensadores

Si cortamos un cable y separamos los dos extremos una distancia de un centímetro, necesitaremos 10.000 Voltios para que los electrones puedan saltar entre los extremos a través del aire (en condiciones normales). Si somos capaces de montar a una distancia lo suficientemente grande para impedir que estos electrones salten, dos conductores metálicos con tensión habremos construido un condensador. Si en vez de los terminales del conductor, soldamos a los extremos de los mismos

unas placas metálicas, obtendremos una mayor superficie para acumular cargas eléctricas, se habrá aumentado la capacidad del condensador. Cuanto mayores sean estas placas más electrones cabrán en su interior. Otra forma de aumentar la capacidad consiste en separar una distancia mayor las placas, siempre considerando que para 10 000V es necesaria una distancia mínima de 1cm. Lo que ocurre es que si separamos demasiado las placas la diferencia de potencial entre ellas decrece, disminuyendo la cantidad de cargas acumuladas.

Por tanto se impone una solución de compromiso, ya que a mayor distancia menos riesgo de saltar la chispa entre las placas (mayor acumulación de cargas), pero por el contrario si seguimos aumentando la distancia, la diferencia de potencial ira decreciendo entre las placas, disminuyendo la fuerza de atracción entre las cargas y por tanto disminuyendo la capacidad de acumulación de las mismas. Para cada condensador se debe estudiar las condiciones geométricas: tamaño y distancia de separación de placas, para obtener los resultados más satisfactorios.

Una forma de aumentar la capacidad consiste en introducir un dieléctrico (material aislante), entre las placas del condensador, así sin aumentar la separación entre ellas, aumenta la capacidad de carga, ya que a los electrones les resulta más difícil atravesar la separación entre placas. Además este método cuenta con la ventaja adicional de que al no aumentarse la distancia, la diferencia de potencial permanece prácticamente invariable.

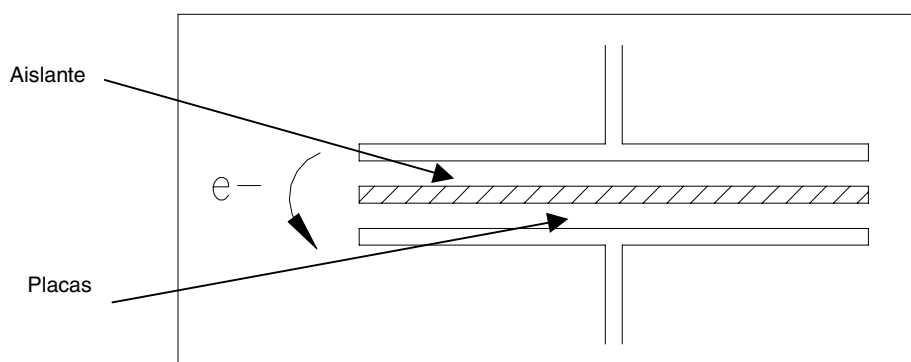


Figura nº 3. Condensador plano con su correspondiente dieléctrico.

■ Tipos de condensadores

Existen diversos tipos o configuraciones de condensadores, aunque se pueden resumir en tres grandes clases o tipologías:

■ Condensadores planos.

El condensador plano es el más típico ejemplo para entender el funcionamiento básico de los condensadores, en él se dan todos los efectos, pero al ser más sencilla su geometría, las ideas más importantes no se ven distorsionadas por la utilización de matemáticas complejas. Estos condensadores están formados por dos láminas conductoras paralelas, separadas por una distancia pequeña si se compara con las dimensiones de las láminas, es muy corriente que en su interior se deposite un dieléctrico, encapsulándose todo el conjunto.

■ Condensadores cilíndricos.

En este tipo de condensadores se sustituye las placas paralelas por dos cilindros, uno exterior y uno interior, asegurándose que no existirá contacto eléctrico alguno entre ellos, para así formar un circuito con capacidad. También en su interior es frecuente depositar un dieléctrico para aumentar su capacidad. Este tipo de condensadores son muy frecuentes, construyéndose tanto de materiales cerámicos como electrolíticos.

- **Condensadores Esféricos.**

Dos esferas aisladas eléctricamente constituyen la base de este condensador. No son tan frecuentes pero en según que aplicaciones son muy apreciados. Se construyen con dieléctricos y con materiales cerámicos o electrolíticos.

1.3. Condensadores en corriente continua y en corriente alterna

Los condensadores, al igual que cualquier otro elemento eléctrico puede conectarse en corriente continua o en corriente alterna. El comportamiento eléctrico es sustancialmente distinto según la fuente elegida. Veamos los rasgos más significativos de su comportamiento en los dos regímenes descritos.

- **Condensadores conectados a una fuente de continua**

Si conectamos un condensador a una fuente de continua, los electrones de la placa negativa de la fuente empezaran a desplazarse hacia las placas del condensador que en principio son eléctricamente neutras. Al quedar cargada la placa del condensador de forma negativa, debido al aporte de electrones recibido de la fuente, la otra placa del condensador, eléctricamente neutra, se verá forzada a desprenderse de electrones, para igualar la carga de la primera placa, pero con signo cambiado. Estos electrones de la segunda placa son atraídos por el potencial o placa positiva de la fuente cerrándose el circuito e iniciándose la circulación de corriente eléctrica.

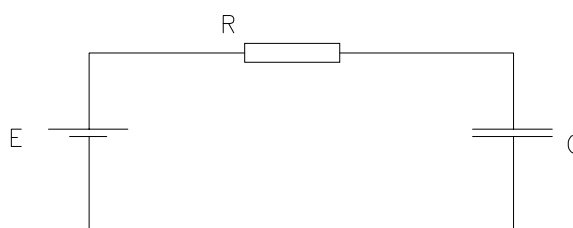


Figura nº 4. Circuito de carga de un condensador en corriente continua.

Existen unos parámetros que nos permiten definir el tiempo de carga o descarga de un condensador conectado a una fuente continua mediante una resistencia. A este parámetro se le denomina constante de tiempo y su fórmula obedece a la siguiente expresión:

$$\tau = R \cdot C \text{ (s)}$$

Considerando condensadores ideales, se concluye que con un tiempo τ , un condensador se carga o descarga un porcentaje del 63%, sobre su total. Aparte con 5τ , se completa la carga o descarga del mismo.

Si los condensadores son reales estos tiempos tienden a alargarse, produciéndose variaciones en función de la temperatura y otros parámetros. Aún así puede afirmarse que un aumento de la resistencia o capacidad colocada en el circuito, los tiempos de carga y descarga se alargan de forma proporcional a estos aumentos.

La curva de carga y descarga de los condensadores es de tipo exponencial, produciéndose una carga o descarga rápida al principio, para volverse mucho más lenta con el paso del tiempo al final.

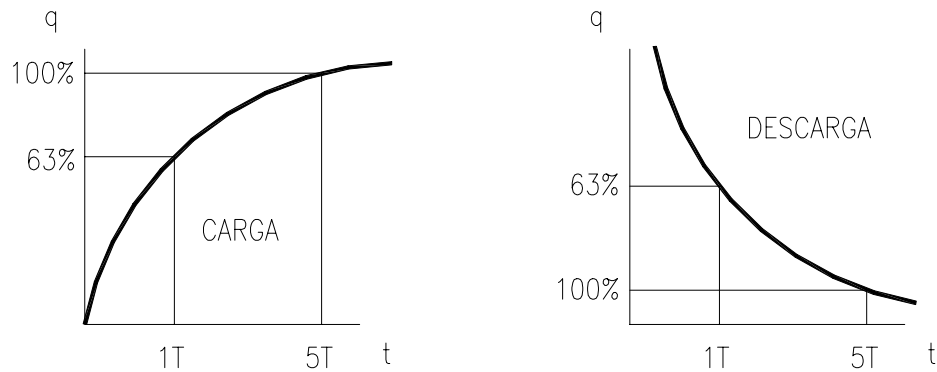


Figura nº 5. Curvas típicas de carga y descarga de un condensador.

El proceso de carga se completa cuando el condensador ya no admite más electrones de las placas de la fuente, en ese momento cesa el flujo de los mismos y se interrumpe la circulación de corriente.

Las consecuencias de la conexión de condensadores a fuentes de tensión continua son:

- Cuando la carga se completa, la intensidad del circuito se vuelve cero. Todo ocurre como si el circuito permaneciera abierto.
- Un condensador cargado y desconectado del circuito se comporta como una autentica fuente de tensión, ya que toda la energía almacenada permanecerá en él mientras este desconectado. Cuando se conecte posteriormente a un circuito, el condensador cederá la energía de la misma forma que la recibió, de forma exponencial.
- El condensador conectado en un circuito, absorberá todas las señales continuas, eliminando esta componente y dejando pasar a través de él solo la parte alterna, resultando un filtro para señales continuas.
- Con la comprensión del proceso de carga y descarga del condensador, se observa que la corriente circula en sentido inverso al convencional, es decir, fluye de la placa negativa a la positiva. Este es el sentido real de la corriente eléctrica, el de más a menos es un sentido figurado.

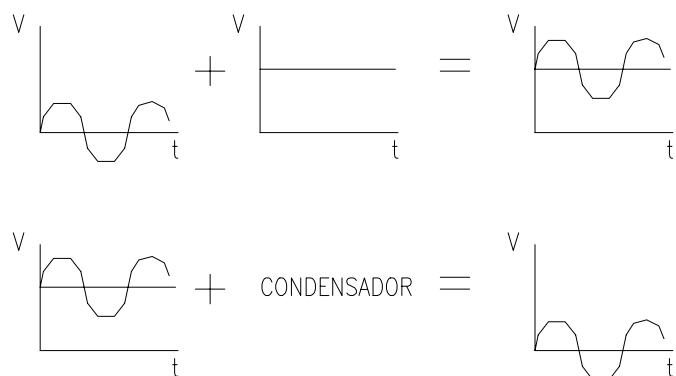


Figura nº 6. Aplicación del condensador como filtro de componentes continuas.

■ Condensadores conectados en corriente alterna

La segunda opción de conexión de un condensador pasa por un circuito alimentado por un generador de corriente alterna. En este caso el funcionamiento del condensador es análogo al descrito para la corriente continua con la salvedad que la carga no es continua, siendo esta vez alterna, es decir, se suceden los semiperiodos positivos con los semiperiodos negativos, resultando imposible la carga completa del condensador en este régimen.

La afirmación categórica del apartado anterior, merece unas puntualizaciones. Si la fuente o generador es alterno senoidal nunca se llegará a cargar o descargar un condensador por completo, lo impide la variabilidad de la señal.

En cambio para señales alternas, pero triangulares o cuadradas, sí el semiperiodo es lo suficientemente grande (más de 5τ) para permitir la carga completa esta se realizará, en cambio si el semiperiodo es menor que 5τ , la carga o descarga no llegará a completarse. Esto ocurre porque este tipo de señales (tanto la cuadrada como la triangular), mantienen o aumentan de forma lineal su señal (la señal triangular dispone de una señal con pendiente constante), en vez de la pendiente variable que presenta la señal senoidal.

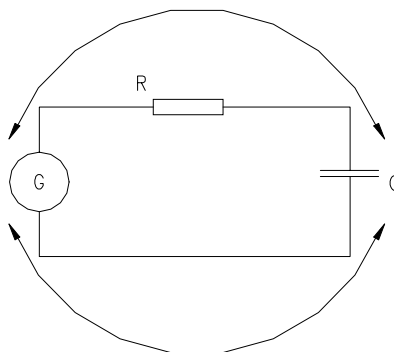


Figura nº 7. Condensador conectado a un generador de corriente alterna.

Por lo demás el proceso de carga y descarga se asemeja mucho al descrito con corriente continua, con las mismas constantes de tiempo y sentido de circulación de los electrones. En concreto podemos señalar las siguientes particularidades:

- La intensidad producida es variable y de un sentido en cada semiperiodo.
- La intensidad nunca llegará a valor cero, a excepción de los pasos periódicos de la misma por este punto, como corresponde a cualquier señal alterna.
- Con corriente alterna nunca se producirá acumulación de cargas y por tanto no es posible usar el condensador como batería.
- Si el periodo es lo suficientemente grande, se producirá la carga o descarga del condensador, sí se conecta a señales alternas triangulares o cuadradas, (semiperiodo mayor a 5τ).

Existen otras aplicaciones de los condensadores conectados a señales alternas, entre ellas podemos destacar los filtros en sus más diversas variantes, los rectificadores, y los estabilizadores.

En cuanto a los rectificadores y estabilizadores los condensadores son fundamentales, ya que si disponemos de un puente de diodos, por ejemplo, la señal sale modulada en un sentido, pero con un factor de rizado muy grande (poco rectificada). Con el concurso de un condensador a la salida se consigue disminuir el rizado enormemente, ya que el condensador se carga a través de los diodos (resistencia pequeña y por tanto constante de tiempo pequeña), descargándose a través de una resistencia mucho mayor (mayor constante de tiempo).

- Puente de diodos

A la salida del puente se obtiene una señal rectificada de doble onda, pero con factor de rizado grande. Si disponemos de un condensador a la salida, el factor de rizado disminuye considerablemente.

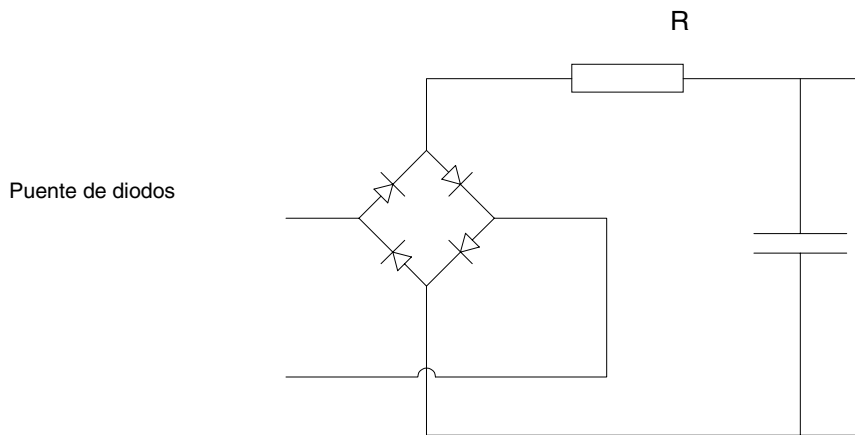


Figura nº 8. Puente de diodos de doble onda con condensador de salida para atenuar el rizado.

- Otra aplicación de los condensadores en alterna son los filtros para armónicos en motores. Con el uso de condensadores se consigue que los armónicos o señales de alta frecuencia no lleguen al motor, desviándose hacia tierra, y permitiendo al motor recibir una señal senoidal libre de ruidos.

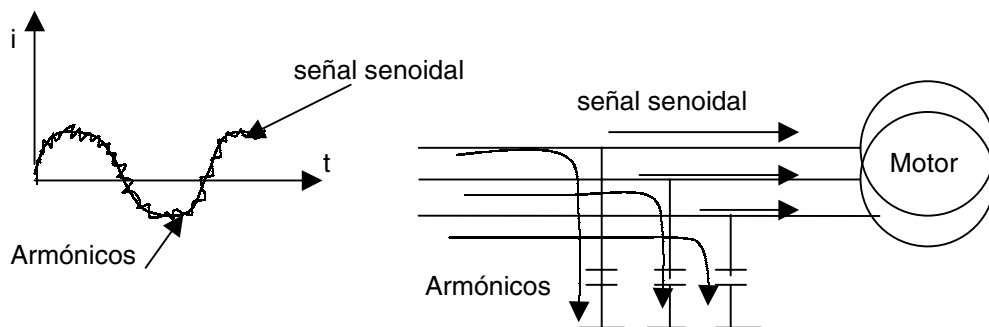


Figura nº 9. Eliminación de armónicos mediante el uso de condensadores conectados a tierra.

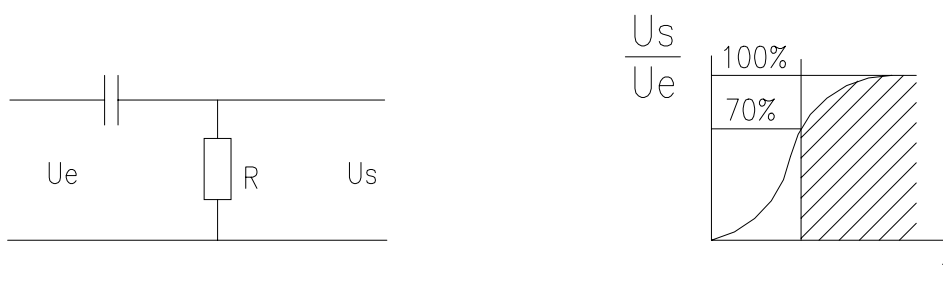
Esto se consigue gracias a que los condensadores presentan al paso de señales de alta frecuencia una resistencia prácticamente nula. En cambio para señales senoidales normales representan una resistencia considerable (no desviándose hacia ellos este tipo de señales), y siguiendo estas señales libres de armónicos hasta el motor.

- Otra aplicación de los condensadores consiste en su empleo como filtros, pero en este caso de frecuencias, es decir, permiten el paso a determinadas frecuencias, impidiéndoselo a otra. Así nacen los filtros pasa altos (dejan pasar las frecuencias elevadas, eliminando las señales con baja frecuencia). Los filtros pasa bajos (dejan pasar las frecuencias bajas, eliminándose las elevadas). O los más buscados, los filtros pasa banda (dejan pasar solo una banda de frecuencias).

Suelen considerarse como filtros cuando la ganancia de tensión en la salida representa un 70% de la tensión en la entrada. A partir de esta relación se considera que la salida ya tiene suficientemente

entidad y por tanto, a partir del valor de esta frecuencia (frecuencia de paso, o frecuencia de corte, si aumenta la ganancia o disminuye, respectivamente) puede considerarse como filtro.

■ Filtro para alto



La frecuencia de paso se considera a partir del 70%.

■ Filtro para bajo



■ Filtro para banda

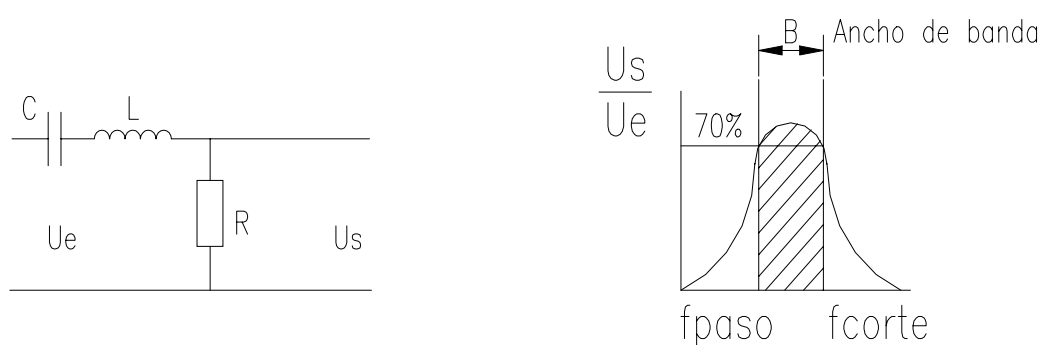


Figura nº 10. Diversos tipos de filtros con la utilización de condensadores.

1.4. Efecto capacitivo en líneas eléctricas

Las características eléctricas de los condensadores dependen de las características geométricas y del material del cual estén contruidos. Pero hay que recordar, que para ser un buen condensador, se tenían que cumplir unos requisitos geométricos: grandes placas con separaciones pequeñas.

Cuando hablamos de condensadores en líneas aéreas, el efecto condensador se produce entre dos conductores de una línea o entre un conductor y tierra. Es decir las placas son los conductores o la proyección de estos sobre tierra; por tanto placas de muy pequeño tamaño, como mucho de unos centímetros. En cambio la separación entre las placas (conductores) es muy grande (de hasta 15m en algunos casos). ¿Cómo es posible hablar de condensadores, cuando los requisitos geométricos son contrarios a los establecidos?. La explicación se centra en dos factores básicos:

Por una parte, las separaciones de las placas, en condensadores normales, suelen ser de unos milímetros, estos condensadores son de tensiones comprendidas en el rango de los voltios, mientras que cuando hablamos del efecto capacitativo en las líneas, la separación entre ellas son del orden de metros, pero la tensión no son voltios, sino miles de voltios.

Nos queda todavía un problema por solucionar: las placas. Aunque estén a miles de voltios, siguen siendo muy reducidas, unos centímetros. ¿Cómo es posible que en una superficie tan pequeña se puedan acumular cargas electroestáticas?. La respuesta es sencilla, para líneas eléctricas menores de 80km las placas son demasiado pequeñas y el efecto capacitivo puede despreciarse, en cambio con líneas mayores de esta longitud, ya existe suficiente superficie acumuladora, y el efecto es ya significativo, debiéndose incluirse en los cálculos.

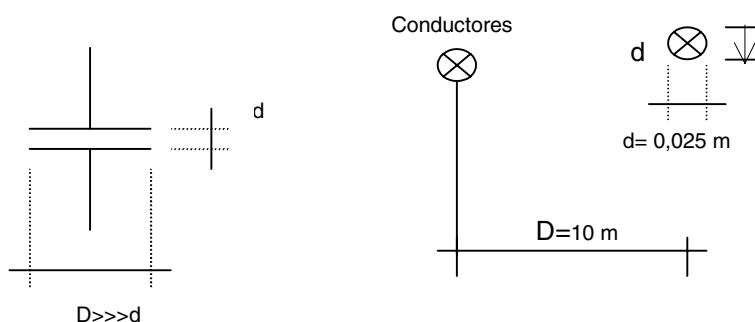


Figura nº 11. Ejemplo de dimensiones típicas en líneas de transporte de energía eléctrica.

Es decir la distancia de separación “D” es mucho mayor que el diámetro de una placa, en este caso, de un conductor “d”, ($D \gg d$).

Es decir, y resumiendo:

- **1ª razón:** No hablamos de voltios, sino de miles de voltios. Por tanto, tampoco hablaremos de milímetros, sino de metros:

Voltios	Líneas
220 V	220 kV
380 V	380 kV
500 V	500 kV
(baja tensión)	(alta tensión)

Hay voltajes **muy** grandes y, por lo tanto, aunque las distancias de separación entre conductores (placas), sean muy grandes, seguirá existiendo influencia eléctrica entre ellos, como si estuvieran separadas solo unos milímetros en baja tensión.

- **2ª razón:** Las placas son lo suficientemente grandes, ya que aunque muy estrechas (unos 20 o 25 mm), son extremadamente largas (más de 80km):

Si la línea no es mayor que 80 km, no se da el efecto condensador.
 Si la línea dispone de una longitud superior a 80km, entonces tendremos:
 $80.000 \text{ (m)} * 0,025 \text{ (m)} = S \text{ (de las placas)} \text{ (m}^2\text{)} = 2000\text{m}^2$

Es decir necesitamos superficies grandes para que los electrones puedan acumularse, y solo disponemos de cables con diámetros reducidos. Pero al tener grandes longitudes compensan la delgadez de su superficie.

Estamos en condiciones de comprobar el efecto capacitativo de las líneas eléctricas en alta tensión, para ello daremos tres ejemplos o casos significativos en los que se produce la influencia de la capacidad en las mismas.

- Supongamos primeramente un circuito normal formado por una fuente de energía, una carga (motor) y unas líneas de conexión cortas. Si el circuito se abre mediante seccionadores o disyuntores, al no poder completar su recorrido, los electrones dejan de fluir y no existirá intensidad, por tanto el motor no funcionará.

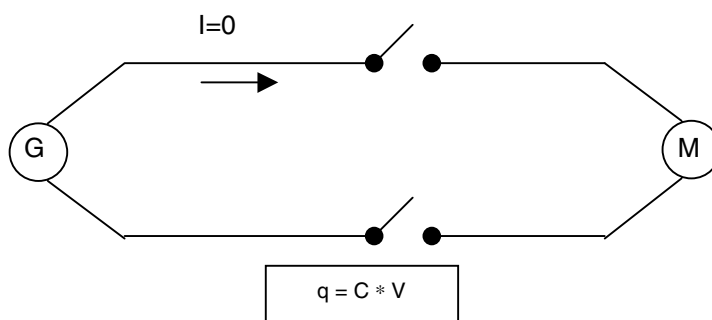


Figura nº 12. Línea abierta en su extremo final. No existe conducción eléctrica.

- Si ahora el mismo sistema anterior se conecta a una línea de gran longitud, y se le aplica alta tensión se producirá el efecto capacitivo, comprobándose el mismo, por la existencia de intensidad (denominada de condensador) aún con el circuito abierto.

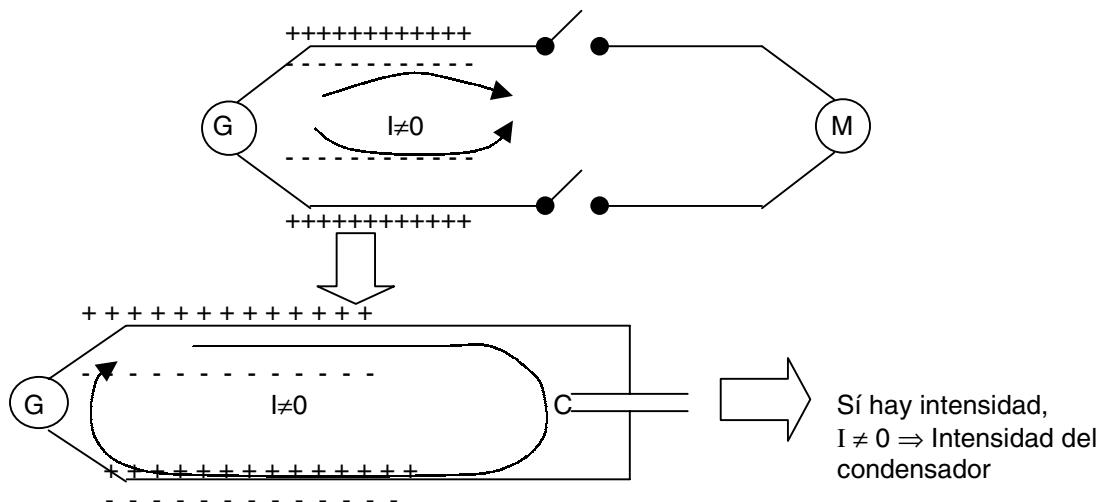


Figura nº 13. Línea abierta en su extremo final. Efecto condensador, sí existe conducción.

Ahora el circuito se cierra a través del generador induciéndose una intensidad alterna, como lo es la tensión, es decir que cada semiperiodo (100 veces cada segundo a 50Hz) la intensidad cambiará de sentido. Puede apreciarse mejor el efecto en el segundo esquema.

Imaginemos, ahora, que deseamos reparar una línea, y por tanto se desconecta tanto la carga (el caso anterior) como el generador. Sin tensión no existe carga ($q=C*V=0$), por tanto no existirá peligro para el personal encargado de su reparación.

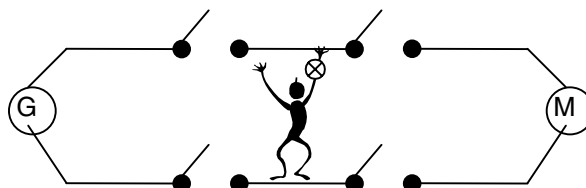


Figura nº 14. Contacto directo debido al efecto condensador en una línea abierta.

Teóricamente no existe carga y por tanto tampoco existe tensión, sin embargo al operario queda sometido a una descarga eléctrica. El motivo es simple, aún desconectando el circuito del generador, y por tanto teóricamente con acumulación de cargas nula, ocurre que siempre quedan unas cargas residuales (0.5%), estas cargas no tienen ninguna importancia en circuitos de baja o media tensión, pero en circuitos con 220kV o 380kV, un 0.5% de la tensión representa todavía 1100V o 1900V, tensión suficientemente peligrosa para un ser vivo.

Es por este motivo que antes de iniciar los trabajos de reparación de una línea eléctrica, el personal encargado, tiene la obligación mediante una especie de ballestas de poner a tierras las líneas, es decir mediante unos conductores metálicos se une la línea a tierras, para de esta forma permitir que estas cargas residuales puedan pasar directamente a tierra y quedar la línea sin tensión.

Un efecto de la capacidad de las líneas es el **EFFECTO FERRANTI**. Este es un efecto muy importante que en capítulos posteriores se calculara con detalle.

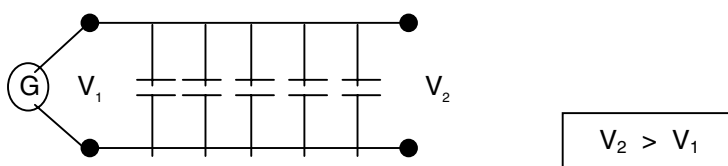


Figura nº 15. Efecto ferranti en un línea larga en vacío.

Este efecto tiene lugar en líneas largas (para poder darse el efecto capacitativo), y en vacío (ya que en carga, la circulación normal de la corriente hacia la carga elimina el efecto capacitativo). Como la línea se comporta como si estuviera formada por infinitos condensadores, que hacen las veces también de fuentes, el potencial al final de línea es mayor que el potencial al inicio de la misma, es decir se ha producido un efecto amplificador de la tensión que es muy peligroso de reconectar de nuevo la línea si no se tiene presente (peligro de destrucción de las máquinas eléctricas por sobretensión).

1.5. Fórmulas a aplicar para el cálculo de la capacidad en líneas eléctricas

La capacidad industrial de las líneas eléctricas es posible calcularse mediante el empleo de las fórmulas dadas en este apartado, aunque antes es necesario recordar algunos aspectos importantes:

- Se busca la capacidad por km de un circuito (sea simple, doble, triple, o de cuatro conductores). Para cada caso existe la fórmula adecuada.
- Una vez hallada la capacidad por circuito, se pasa a obtener la capacidad para más de un circuito, si es el caso. Para ello es suficiente multiplicar el valor de la capacidad obtenida para un circuito por el número de circuitos (nótese que en las resistencias e inductancias, como parámetros longitudinales que eran, se dividía por el número de circuitos, pero la capacidad y conductividad son parámetros transversales y por tanto en vez de división lo que se tiene que hacer el multiplicar por el número de los mismos).

- Una vez se obtiene la capacidad por km total se pasa a hallar la susceptancia (B_{km}).
- Se multiplica esta susceptancia por km, por el número de km totales, obteniéndose la susceptancia total.
- Finalmente, con la susceptancia y la conductividad se puede obtener la Admitancia (Y) del sistema.
- Para un circuito simple:

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{De}{r}}$$

- Para un circuito dúplex.

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{De}{\sqrt{\Delta \cdot r}}}$$

- Para un circuito tríplex.

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{De}{\sqrt[3]{\Delta^2 \cdot r}}}$$

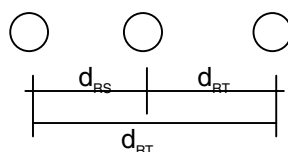
- Para un circuito cuadrúplex.

$$C_k = \frac{24.2 \cdot 10^{-9}}{\log \frac{De}{\sqrt[4]{\Delta^3 \cdot r \cdot 2}}}$$

En todas estas fórmulas “De”, es la distancia media geométrica entre fases que es distinta para un o dos circuitos.

- Para un circuito.

$$De = \sqrt[3]{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{ST}}$$



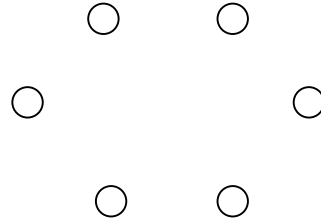
- Para dos circuitos.

$$De = \sqrt[3]{d_s \cdot d_T \cdot d_s}$$

$$D_R = \frac{\sqrt{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'}}}{d_{RR'}} \quad R \quad R'$$

$$D_S = \frac{\sqrt{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{SR'} \cdot d_{ST'}}}{d_{SS'}} \quad S \quad S'$$

$$D_T = \frac{\sqrt{d_{TR} \cdot d_{TS} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'}}}{d_{TT'}} \quad T \quad T'$$



Una vez obtenida la capacidad en faradios, se pasa a siemens multiplicando esta capacidad por la pulsación ω , obteniéndose la susceptancia (B):

$$B_k = \omega \cdot C_k \quad \text{Con } \omega = 2\pi f$$

Se obtiene, ahora, la susceptancia total:

$$B = B_k \cdot \text{Longitud}(km)$$

Finalmente se obtiene la admitancia, con la unión de la conductancia:

$$Y = (G + jB) \langle \text{siemens} \rangle$$

2. CONDUCTANCIA G (S)

2.1. Introducción

La conductividad es el último parámetro importante eléctrico dentro de los circuitos convencionales. La conductividad, que no es más que la facilidad que un material ofrece al paso de la corriente eléctrica, es decir la inversa de la resistencia. Es un parámetro transversal, al igual que la capacidad, en contra de la resistencia o la inductancia. Su unidad es la inversa del Ω (siemens), y su unión con la susceptancia forma la admitancia transversal de un sistema eléctrico.

Una fórmula típica de representar la conductividad es la siguiente:

$$P = V \cdot I \quad \text{Como } I = \frac{V}{R} \text{ Entonces } G = \frac{1}{R} = \frac{1}{\frac{V}{I}} = \frac{I}{V} = \frac{\frac{P}{V}}{V} = \frac{P}{V^2}$$

Sí lo damos en km de recorrido y en valores de fase obtenemos:

$$G_k = \frac{P_{\text{fase / km}} (kW)}{V_{\text{fase}}^2 (kV)^2} \cdot 10^{-3} \langle \text{siemens / km} \rangle \quad \text{con } V_{\text{fase}} = \frac{U_{\text{Línea}}}{\sqrt{3}}$$

Esta será la fórmula a aplicar para hallar la conductancia industrial.

La conductancia tiene en cuenta las corrientes de fuga tanto de los aisladores que sostienen a las líneas aéreas, como las pérdidas de electrones a través del aire. La conductancia depende de numerosos factores, entre ellos los climatológicos o medioambientales, que son difíciles de predecir, a parte de no mantenerse constantes a lo largo de toda una línea.

Los cálculos de la conductancia suelen presentar valores pequeños, en comparación con los efectos resistivos, inductivos o capacitativos, vistos anteriormente. Es una suerte que la conductancia represente solo una pequeña participación en el total de los efectos eléctricos de un circuito, ya que resulta del todo imposible su cálculo exacto, despreciándose por tanto en la mayoría de casos.

La conductancia se divide, pues, en dos efectos mayoritarios: el Efecto Aislador y el Efecto Corona. Veamos por separado cada uno de ellos:

2.2. Efecto Aislador

Los centros de consumo suelen estar alejados de los centros de producción de energía eléctrica, se impone pues un transporte que a menudo representa grandes distancias. Estas distancias tienen que ser cubiertas, sin que en ningún momento se produzca contacto del conductor con ninguna parte activa, ya que si esto ocurriera, la energía pasaría a través de esta parte activa (que no tiene por que ser un conductor metálico, incluso puede ser un árbol), impidiendo que la energía llegará el centro receptor o de consumo.

Para que esto no ocurra, y teniendo presente que los postes o torres eléctricas actuales son frecuentemente metálicas, es necesario incorporar a las mismas, aisladores que las aíslen de los conductores que transportan la energía eléctrica. El tamaño de estos aisladores depende del valor de la tensión que lleva la línea (recordar que en condiciones normales por cada 10.000V los electrones son capaces de saltar a través del aire una distancia de 1cm), por tanto a mayor tensión mayor será el tamaño del aislador a incorporar.

Los aisladores se fabrican de materiales altamente no conductores, pero aún así, con condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve o heladas), o medioambientales (ambientes contaminados de zonas industriales, etc), algunos electrones son capaces de desplazarse por la superficie del aislante hasta alcanzar la torre metálica, desde la cual llegarán a tierra. Incluso algunos electrones pasan a través del aislante y por tanto importándoles poco las condiciones medioambientales.

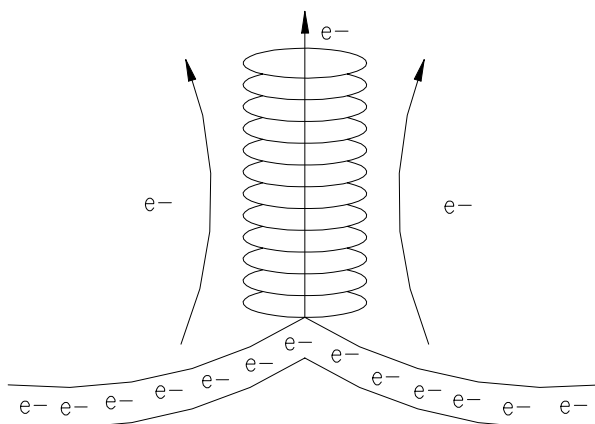


Figura nº 16. Efecto Aislador. Paso de los electrones a través de los aisladores de una línea.

La figura muestra un ejemplo del recorrido de los electrones para el caso de este efecto. Siempre existirán pérdidas de este tipo, por mucho que se mejoren los materiales constructivos, formas y disposiciones que adopten los aisladores, ya que no existe un material no conductor o aislante perfecto, como tampoco existe el material conductor puro.

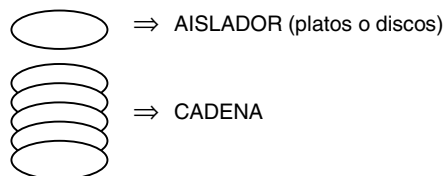


Figura nº 17. Cadena de aisladores formada por discos acoplados.

Nótese que los aisladores se construyen de muy diversas formas, aunque predominan las redondeadas, pero lo importante es que, los grandes aisladores están formados por multitud de aisladores unitarios que reciben el nombre de **discos o platos**. A la agrupación de estos discos o platos se la denomina **cadena del aislador**. Recordar que la longitud de estas cadenas depende del nivel de tensión existente en las líneas y no de la intensidad que pasa por las mismas.

Aunque no pueden darse valores estándar de pérdidas, es frecuente adoptar para las mismas los siguientes valores:

- Pérdidas por Efecto Aislador de un disco con condiciones de poca humedad (ambiente seco). La pérdida estimada es de 3W a 5W por disco.
- Pérdidas por Efecto Aislador de un disco con condiciones de humedad (ambiente húmedo). La pérdida estimada es de 8W a 20W por disco.

La fórmula para determinar el efecto aislador será la dada para la conductancia en general:

$$G_k = \frac{P_{fase/km} (kW)}{V_{fase}^2 (kV)^2} \cdot 10^{-3} \langle \text{siemens} / km \rangle$$

Mientras que las pérdidas de potencia totales, serán las pérdidas de todos los dieléctricos a la vez:

$$P_T = P_{AISLADOR} \cdot N^{\circ}_{AISLADORES}$$

En un ejemplo, al final de este capítulo, se resolverá un caso típico de pérdidas debidas al efecto aislador, remitiendo al lector al mismo para su más correcta comprensión.

2.3. Efecto Corona

Este es quizás uno de los efectos más llamativos de los fenómenos eléctricos. Consiste en que algunos electrones adquieren la suficiente energía para abandonar el conductor por donde circulan y son capaces de saltar hacia el aire circundante, que teóricamente no es conductor. Esto provoca que se forme un haz luminoso en torno a los conductores, que de noche es visible a grandes distancias.

El proceso es algo más complicado de explicar. Los electrones siempre viajan a través de materiales metálicos, el aire es un material aislante, y por tanto no apto para el paso de los electrones. Pero bajo ciertas condiciones, como pueden ser, un valor de tensión más elevado de lo normal en una línea (debido a un fallo o mal funcionamiento de la misma), unido a unas condiciones medioambientales del aire favorables a la conducción (ambiente húmedo o contaminado), pueden llegar a producir este efecto.

Todo ocurre como si el aire se volviera conductor (o como mínimo menos aislante), unido a unas condiciones de funcionamiento de la línea anormales (exceso de tensión), que permitieran a algunos electrones dejar su vía normal para saltar al aire. Pero claro, el aire no es un metal, por tanto estos electrones que viajan a través de él, se verán frenados, desde las grandes velocidades que poseen hasta velocidades nulas en cuestión de unos pocos centímetros (recordar que cada cm de aire representa una pérdida de 10 000V). Este gran rozamiento, provocará un aumento de temperatura muy grande en los mismos, llegando al estado incandescente.

La unión de millones de estos electrones libres, formará un halo luminoso alrededor del conductor. Este halo seguirá la forma del conductor ya que así lo harán las líneas de tensión a él asociadas (gradiente de tensión), pero como los conductores tienen forma cilíndrica, el halo luminoso también tendrá esta forma, pareciendo que el conductor lleve un halo o **Corona**. Incluso en Inglés se conserva el nombre Español, para designar a este efecto.

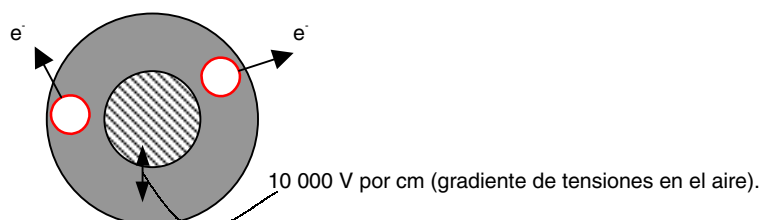


Figura nº 18. Efecto Corona. Gradiente de potencial en un cable eléctrico.

La intensidad de este efecto determinará el color del halo. Siendo de color rojizo cuando el efecto no es muy importante (menor temperatura), o tendiendo al blanco o azulado cuando el efecto es importante (mayor temperatura).

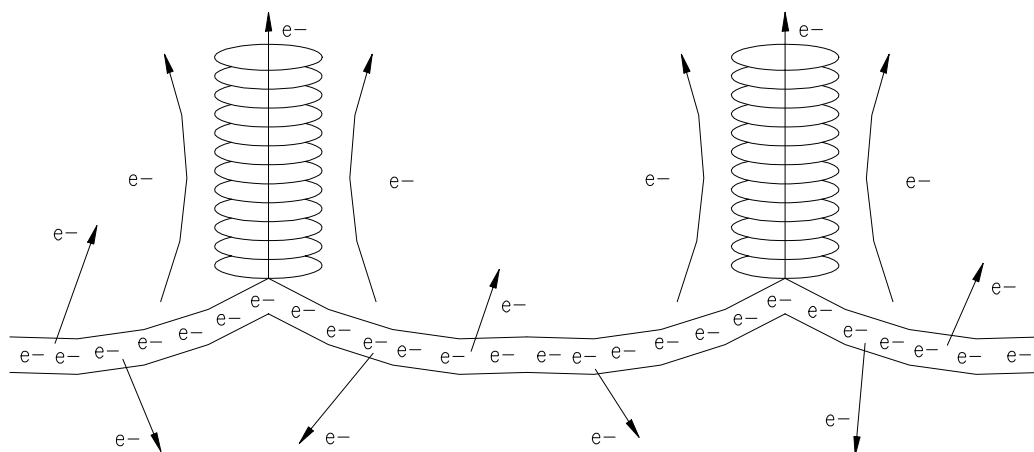


Figura nº 19. Efecto Corona. Pérdida de electrones a través del aire.

Uno de los ingenieros pioneros en el estudio del efecto corona fue el Sr. Peek, que ya desde principios de siglo, dedujo de forma experimental unas fórmulas que permitieran su cálculo.

Se definieron tres tensiones para su estudio:

- **Tensión crítica disruptiva:** esta es la tensión o resistencia del aire que los electrones deben vencer para iniciar su paso a través de él, abandonando el material conductor. Es la tensión más importante.
- **Tensión crítica visual:** esta es la tensión o resistencia del aire que deben vencer los electrones para que el efecto sea visible, y por tanto que el aporte de electrones hacia el aire sea ya

importante. Es mayor que la tensión crítica disruptiva, pero no es de tanta importancia en el cálculo del efecto, ya que lo que interesa es el momento de producirse y no cuando es visible.

- **Tensión más elevada:** esta es la tensión que adquiere la línea en condiciones normales de funcionamiento, por la variabilidad de las cargas a ella conectadas. Se obtiene en tablas pero suele estar comprendida entre un 10% o un 20% superior a la nominal (es muy frecuente que se adopte un 15% superior a la nominal).

Después de estas definiciones estamos en condiciones de entender el método que aplico el Sr. Peek.

- Se calcula la tensión que puede aguantar el aire tanto en ambientes secos como húmedos (tensión crítica disruptiva).
- Se calcula la máxima tensión que puede tener la línea en condiciones normales (tensión más elevada).
- Se comparan las dos tensiones: si la tensión crítica disruptiva (lo que aguanta el aire) es mayor que la tensión más elevada (tensión de los electrones), los electrones no tendrán suficiente energía para saltar al aire y no se producirá efecto corona. Si por el contrario la tensión crítica disruptiva, es menor que la tensión más elevada, sí se producirá el efecto corona y deberemos calcular sus pérdidas.
- Mediante unas fórmulas empíricas se calculará las pérdidas por efecto corona.

Es necesario pues, hallar la expresión de esta tensión crítica disruptiva, y la de las pérdidas por efecto corona. Pero vayamos por partes, y procedamos con la primera: la tensión crítica disruptiva.

$$U_c = 84 \times mc \times mt \times r \times \delta \times \log \frac{D}{r} (KV)$$

Donde:

- 84 = es una constante que se define, del paso de tensiones de un valor máximo, a uno eficaz. Esta constante tiene pues unidades, que son (kV/cm).
- mc = coeficiente del conductor empleado. Recuerde que como más plano sea un material más difícil es que de él se desprendan electrones. En cambio con materiales circulares o con pertuberancias, éstas actúan de trampolín para los electrones, y a igualdad de tensión, saltan del material más fácilmente. Así:
 - mc = 1 para conductores nuevos.
 - mc = 0.93 a 0.98, para conductores viejos (con pertuberancias).
 - mc = 0.83 a 0.87, para cables (formados por hilos).
- mt = coeficiente medioambiental. El aire será más conductor si está húmedo o contaminado. Así:
 - mt = 1, cuando el aire es seco.
 - mt = 0.8, cuando el aire es húmedo o contaminado.
- r = radio del conductor en cm. Es muy importante recordar las unidades para que la fórmula final tenga coherencia.
- D = distancia media geométrica entre fases. Se explicará como calcularla en la sección de la inductancia o capacidad. Las unidades tienen que ser iguales que las del radio del conductor para que el resultado del logaritmo sea lógico.
- δ = densidad relativa del aire. No tiene unidades y depende de las condiciones medioambientales y de la altura topográfica.

$$\delta = \frac{(25 + 273)^{\circ}K}{76(cmHg)} \frac{h(cmHg)}{(273 + \Theta)^{\circ}K} = \frac{3.921h}{273 + \Theta}$$

Así si en esta fórmula se entra con: la altura de presión relativa (h), en cm de Hg. Y la temperatura (Θ) en °C. La densidad relativa no tendrá unidades.

Nos falta hallar la altura de presión relativa del aire (en cm de Hg), a cualquier altura, para ello se empleará la siguiente fórmula hallada por el Sr. Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336}$$

Donde: Y = altura topográfica en metros del tramo de línea a considerar.

Con todas estas fórmulas y datos ya tendremos calculada la tensión crítica disruptiva del aire.

Nos falta ahora, y mediante tablas, calcular la tensión más elevada de la línea. Si no se disponen de estas tablas en la mayoría de las ocasiones se puede emplear la siguiente ecuación.

$$U_{me} = 1.15 \bullet U_{\text{Línea}} \text{ (kV)}.$$

Una vez calculadas las dos tensiones, se procede a su comparación:

Uc [KV] => tensión crítica.
Ume [KV] => tensión más elevada.

Si $U_c > U_{me}$	=> No hay efecto corona
Si $U_c < U_{me}$	=> Si hay efecto corona

- Sí no se produce el efecto corona ya no debe seguirse con los cálculos, concluyéndose que no existirán pérdidas por este concepto.
- Sí se produce el efecto corona se han de determinar sus pérdidas.

Es decir, hasta ahora solo se ha determinado si se produce o no el efecto corona, pero en caso afirmativo deben calcularse las pérdidas que representan:

Para ello haremos nos basaremos en otra función diseñada mediante ensayos de laboratorio, es decir de forma experimental, también por el Sr. Peek:

■ Pérdidas por efecto Corona

$$Potencia.pérdida.por.fase.y.por.km = \frac{241}{\delta} \times (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{D}} \times \left[\frac{U_{me}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \times 10^{-5}$$

Donde todos los términos son conocidos, y explicados en los apartados anteriores.

Es interesante también calcular las pérdidas debidas a la conductancia:

$$G_k = \frac{P_{\text{fase/km}} (kW)}{V_{\text{fase}}^2 (kV)^2} \bullet 10^{-3} \langle \text{siemens/km} \rangle$$

Donde la potencia por fase corresponde a la hallada con la fórmula anterior, y la tensión de fase corresponde a la tensión crítica disruptiva también hallada anteriormente.

Para una mejor comprensión en el manejo de las fórmulas anteriores invitamos al lector, a repasar el ejemplo siguiente, donde se efectúan los cálculos para una línea eléctrica teniendo presentes los dos efectos descritos: El Efecto Aislador y el Efecto Corona.

3. PROBLEMA RESUELTO DE CÁLCULO DE LOS EFECTOS AISLADOR Y CORONA

Una línea eléctrica que transporta energía desde una central hidroeléctrica situada en la provincia de Zamora hasta un polígono industrial, ya en la provincia de Madrid, dispone de las siguientes características.

- Línea Zamora – Madrid
- Categoría línea – 1ª (U>66 KV)
- Tensión – 200 KV
- Longitud – 160 km. (las líneas discurren por las siguientes alturas topográficas, que se corresponden con unas temperaturas medias determinadas).
 - 30 km. – 800 m. - $\theta = 12^{\circ}\text{C}$
 - 80 km. – 1000 m. - $\theta = 10^{\circ}\text{C}$
 - 50 km. – 700 m. - $\theta = 13^{\circ}\text{C}$
- Cable Cóndor – 54 Al. + 7 acero
- Potencia – 150 MVA
- Factor de potencia – 0.8 (i)
- 1 circuito simple
- Distancia entre apoyos – 250 m.
- Pérdida por aislador – 8 w.

Los postes o torres a lo largo de la línea se distribuyen según la siguiente tabla:

Tipo Torre	Nº Torres	Fases/Torre	Cadenas/Fase	Aisladores/cadena	Total Aisladores
Alineación	488	3	1	18	26352
Ángulo	60	3	2	20	7200
Anclaje	80	3	2	20	9600
Principio y fin de línea.	2	3	3	22	396
Especiales	10	3	4	24	2880

Tabla nº 1. Tipos y número de apoyos. Número de aisladores por fase.

3.1. Cálculo del Efecto Aislador

Primeramente calcularemos la potencia total pérdida por efecto aislador. El cálculo es sencillo ya que consiste en multiplicar el número de aisladores por la pérdida unitaria de cada uno de ellos.

Lo difícil es determinar la pérdida unitaria, ya que esta depende de las condiciones atmosféricas o de la contaminación, y estas condiciones son variables a lo largo del tiempo y la situación geográfica.

En este caso se ha supuesto una pérdida de 8W/aislador, que es un valor intermedio entre los extremos con ambiente húmedo y ambiente seco.

- $\text{Nº de aisladores} = 488 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 18 + 60 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 20 + 80 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 20 + 2 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 22 + 10 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 24 = 46428 \text{ aisladores.}$

Ahora ya es posible determinar la potencia total pérdida por la línea.

- $P_t = 46428 \times 8\text{w/aislador} = 371424 \text{ W.}$

Para entrar en el cálculo de la conductancia es necesario determinar la potencia por fase y km, por tanto previamente:

- $P_t \text{ fase} = P_t/3 = 123808 \text{ W}$
- $P_t \text{ fase-km} = P_t \text{ fase}/160\text{km} = 773.8\text{W}$

$$G = \frac{Pf}{\left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2} = \frac{0.7738 \times 10^{-3}}{\left(\frac{200}{\sqrt{3}}\right)^2} = 4.79 \times 10^{-8} \text{ Siemens / km.fase}$$

Siendo el valor total de:

$$G_{\text{total}} = 4.79 \times 10^{-8} \times 160 \times 3 = \mathbf{2.2992 \times 10^{-5} \text{ Siemens}}$$

Estos serán los valores obtenidos para el conjunto del efecto aislador. Pasemos ahora a calcular las pérdidas por efecto corona.

3.2. Calculo del Efecto Corona

Para calcular las pérdidas por efecto corona, lo primero que hay que considerar es si este efecto se dará, es decir si la tensión crítica disruptiva será menor a la tensión más elevada.

La tensión crítica disruptiva obedece a la expresión:

$$U_c = 84 \times mc \times mt \times r \times \delta \times \log \frac{D}{r} (KV)$$

Con: $mc = 0.85$ (valor promedio para cables).
 $mt = 1$ o 0.8 (según si el tiempo es húmedo o seco. (Consideraremos los dos casos).
radio (tablas cóndor) $= r = 2.7762 / 2 = 1.388 \text{ cm}$ (recordar que debe ir en cm).

Por otra parte la distancia media geométrica entre fases vale para un solo circuito:

$$D = \sqrt[3]{d_{RS} \times d_{ST} \times d_{TR}} = \sqrt[3]{8 \times 8 \times 8.2} = 10.079 \text{ m} = 1007.9 \text{ cm}$$

Y la densidad relativa del aire adopta los siguientes valores (uno para cada altura, ya que cada una de estas alturas le corresponde una temperatura media):

Las temperaturas medias en cada tramo son:

$$\begin{aligned}\theta(800) &= 12^\circ\text{C} \\ \theta(1000) &= 10^\circ\text{C} \\ \theta(700) &= 13^\circ\text{C}\end{aligned}$$

Las alturas de presión en cm de Hg, que corresponden a cada altura se determinan mediante la fórmula de Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336}$$

Que da como resultado los siguientes valores:

$$\begin{aligned}h(800) &= 68.73 \text{ cm Hg.} \\ h(1000) &= 67 \text{ cm Hg.} \\ h(700) &= 69.6 \text{ cm Hg.}\end{aligned}$$

Ahora ya podemos hallar las densidades relativas del aire, para cada temperatura y cada altura de presión, mediante la fórmula:

$$\delta = \frac{25 + 273 \times h}{76(\theta + 273)} = \frac{3.921 \times h}{273 + \theta}$$

Obteniéndose los siguientes valores:

$$\begin{aligned}\delta(800) &= 0.9455 \\ \delta(1000) &= 0.9282 \\ \delta(700) &= 0.9542\end{aligned}$$

Aplicando finalmente la fórmula de Peek, para las distintas densidades relativas, obtendremos para tiempo seco:

$$\begin{aligned}\text{Tiempo seco} \Rightarrow \quad U_c(800) &= 268.07 \text{ KV} \\ U_c(1000) &= 263.17 \text{ KV} \\ U_c(700) &= 270.5 \text{ KV}\end{aligned}$$

Y para tiempo húmedo:

$$\begin{aligned}\text{Tiempo húmedo} \Rightarrow \quad U_c(800) &= 214.5 \text{ KV} \\ U_c(1000) &= 210.53 \text{ KV} \\ U_c(700) &= 217.43 \text{ KV}\end{aligned}$$

Nos falta solamente encontrar la tensión más elevada, que consideraremos un 15% más alta que la nominal:

$$U_{me} = U \text{ línea} \times 1.15 = 200 \times 1.15 = 230 \text{ KV}$$

Con estos datos podemos concluir afirmando:

- Para tiempo húmedo si se producirá efecto corona ($U_{me} > U_c$)
- Para tiempo seco no se producirá efecto corona ($U_{me} < U_c$)

Es innecesario el cálculo del efecto corona para tiempo seco, pero en cambio es necesario para tiempo húmedo. Para este régimen tendremos:

Para hallar las pérdidas por efecto corona se aplica la fórmula de Peek:

$$Potencia.pérdida.por.fase.y.por.km = \frac{241}{\delta} \times (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{D}} \times \left[\frac{U_{me}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \times 10^{-5}$$

De esta fórmula son conocidos todos los términos. Nótese que tanto la densidad relativa del aire (δ), como la tensión crítica disruptiva (U_c), tendrán valores distintos según la zona de estudio. Por tanto se obtendrán tres potencias de pérdidas:

$$\begin{aligned}P(800) &= 0.571 \text{ KW/km.fase} \\ P(1000) &= 0.9136 \text{ KW/km.fase} \\ P(700) &= 0.431 \text{ KW/km.fase.}\end{aligned}$$

Siendo la potencia total:

$$\begin{aligned}\text{Potencia total perdida por efecto Corona} \Rightarrow \quad &0.571 \times 30 \times 3 + 0.9136 \times 80 \times 3 + \\ &0.431 \times 50 \times 3 = \mathbf{335.24 \text{ KW}}\end{aligned}$$

Sí calculamos ahora, las pérdidas por conductancia obtendremos sustituyendo en la fórmula siguiente, para cada valor de potencia por fase y km, con su correspondiente U_c :

$$G = \frac{P_{Fase / km}}{\left(\frac{U_c}{\sqrt{3}} \right)^2} \cdot 10^{-3}$$

$$G (800) = 3.78E-6 \text{ Siemens/km.fase}$$

$$G (1000) = 6.18E-8 \text{ Siemens/km.fase}$$

$$G (700) = 2.76E-8 \text{ Siemens/km.fase}$$

Valor que nos dará un total de:

$$\mathbf{G \text{ aislador} = 3.78E-6 \times 3 \times 30 + 6.18E-8 \times 80 \times 3 + 2.76E-8 \times 50 \times 3 = 2.23E-5 \text{ Siemens}}$$

Resumiendo los valores totales tanto de las pérdidas por efecto corona como por efecto aislador son:

$$\mathbf{P \text{ total} = P \text{ corona} + P \text{ aislador} = 706.7 \text{ KW}}$$

$$\mathbf{G \text{ total} = G \text{ corona} + G \text{ aislador} = 4.5317E-5 \text{ Siemens}}$$

Estos valores representan sobre el total de la potencia suministrada por la línea:

$$\Delta P = \frac{P_{p\acute{e}rdidas}}{P_{L\acute{ı}nea}} 100 = \frac{706.7}{150000} 100 = 0.47\%$$

Valor del todo despreciable frente al total suministrado. Es por este motivo, unido a la dificultad de hallar unas valores fiables, por lo que en muchas ocasiones se desprecia el valor de la conductancia, en los cálculos industriales de redes de suministro de energía eléctrica.

CAPÍTULO V. CÁLCULO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

1. INTRODUCCIÓN

Una operación muy importante, dentro del diseño y operación de un sistema de potencia, lo constituye la conservación del nivel de la tensión dentro de unos límites especificados. En este capítulo se desarrollarán ecuaciones que permitirán calcular las magnitudes eléctricas de un punto determinado de una línea de transmisión de energía eléctrica, siempre que estos valores sean conocidos en otro punto de la propia línea, que en general corresponderán al origen o final de la misma.

No solamente se darán las ecuaciones que permitan este cálculo, sino que mediante la explicación de sus efectos, se comprenderá de forma clara y práctica, como influye cada parámetro en el diseño final de una línea de transmisión.

En los sistemas modernos informatizados, constantemente se recogen datos de varias magnitudes eléctricas (flujos de potencia, intensidades, tensiones, frecuencia, etc.), que permiten en cada momento tomar decisiones como: sí conectar o desconectar líneas en servicio; sobre el reparto de cargas a suministrar por las centrales; o los cambios a efectuar en los parámetros de las líneas. Sin embargo, aún con los progresos del campo de la informática, siempre serán necesarias estas ecuaciones que nos permitan un entendimiento global de lo que ocurre en el sistema, permitiendo una mejor eficiencia, con menos pérdidas, y en definitiva, un mejor aprovechamiento de los recursos y combustibles naturales cada vez más limitados.

No se estudiará el régimen transitorio (cortocircuitos, armónicos, etc.) en este capítulo, solamente se tratará el régimen permanente, es decir, cuando las líneas funcionan bajo condiciones normales y no están sometidas a variaciones bruscas debidas a fallas o defectos que pueda afectarlas.

2. CONCEPTOS PREVIOS

Vamos a recordar algunos conceptos estudiados en capítulos anteriores que nos pueden ayudar a comprender mejor las fórmulas y apartados expuestos en el presente capítulo.

La energía eléctrica se puede generar de dos formas distintas, en continua o bien en alterna. En su forma de continua, solo existe un valor para designar una magnitud determinada, este valor además es inalterable con el tiempo y será el empleado para realizar los cálculos (los números que intervienen serán algebraicos). En su forma alterna, la energía dispone de diversas expresiones para indicar el valor que puede tomar una magnitud periódica, ¿cuál de estos valores utilizaremos para realizar cálculos?.

Para responder a la pregunta, primeramente vamos a representar una magnitud alterna cualquiera (A), en función del tiempo. El proceso ocurre como si un vector fuese rotando en un círculo hasta cubrir los 360°, y estos valores se representarán desarrollados en un plano. La forma que irá tomando la magnitud será una senoide periódica, la cual tendrá unos máximos positivos o negativos, y unos puntos (paso por cero), en los cuales su valor será nulo.

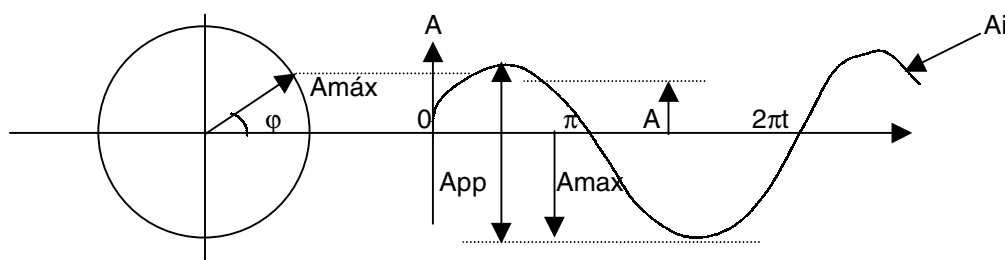


Figura nº 1. Generación de una señal senoidal.

Como mínimo podemos encontrar las siguientes expresiones, para representar una magnitud (A), de forma que:

- App = Representa el valor pico a pico, es decir, la diferencia entre valores extremos que alcanza la magnitud a lo largo de todo un periodo.
- $Amáx$ = Representa el valor máximo que alcanza la magnitud con un signo determinado (positivo o negativo). Coincide con la mitad del valor pico a pico, si se trata de una senoide periódica regular.
- Ai = Representa el valor instantáneo que va tomando la magnitud a lo largo del tiempo. Este valor es ampliamente usado para estudios de regímenes transitorios.
- A = Representa el valor eficaz de la señal (es el equivalente al valor de la magnitud que en continua causaría los mismos efectos térmicos y energéticos en un sistema).

Uno de los valores más empleados para designar el valor de una magnitud en alterna es el valor eficaz, aunque no es un valor real como los otros (su valor se obtiene por cálculo, igualando las pérdidas energéticas de Joule que un elemento produciría si se conectase en corriente alterna o en continua). Este valor al variar con el tiempo describe ángulos diferentes, no pudiéndose representar solamente por un valor algebraico, **siendo necesario el uso de fasores o vectores (parte real más parte imaginaria, o, módulo más ángulo)**.

Algunas relaciones para señales periódicas senoidales son:

$$App = (\text{valor máximo positivo} - \text{valor máximo negativo})$$

$$Amáx = \frac{App}{2}$$

$$Ai = Amáx \cdot \sin \omega t$$

$$A = \frac{Amáx}{\sqrt{2}}$$

Otro punto importante, es el desfase que introducen elementos como bobinas o condensadores. Se debe tener presente que una reactancia inductiva (bobina), representa una resistencia desfasada 90° , mientras que una reactancia capacitiva (condensador), representa una resistencia, pero con ángulo de desfase de -90° . Así las corrientes se pueden representar respecto a la tensión de las siguientes formas dependiendo si el receptor o carga es óhmica, inductiva o capacitiva:

- Carga Óhmica:

$$I = \frac{U(\varphi)}{R(0^\circ)} = I(\varphi) \quad \text{La corriente esta en fase con la tensión.}$$

- Carga inductiva:

$$I = \frac{U(\varphi)}{XL(90^\circ)} = I(\varphi - 90^\circ) \quad \text{La corriente está atrasada } 90^\circ \text{ con respecto a la tensión.}$$

- Carga capacitiva:

$$I = \frac{U(\varphi)}{Xc(-90^\circ)} = I(\varphi + 90^\circ) \quad \text{La corriente adelantada } 90^\circ \text{ con respecto a la tensión.}$$

En cuanto a las tensiones el proceso se invierte

- Carga Óhmica:

$$U_R = I \cdot R = I(\varphi \cdot R(0^\circ) = U(\varphi) \quad \text{La caída de tensión está en fase con la intensidad}$$

- Carga inductiva:

$$U_{XL} = I \cdot XL = I(\varphi \cdot XL(90^\circ) = U(\varphi + 90^\circ) \quad \text{La caída de tensión está adelantada } 90^\circ \text{ con respecto a la intensidad}$$

- Carga capacitiva:

$$U_{xc} = I \cdot Xc = I(\varphi \cdot Xc(-90^\circ) = U(\varphi - 90^\circ) \quad \text{La caída de tensión está retrasada } 90^\circ \text{ con respecto a la intensidad.}$$

3. DIAGRAMAS

Veamos un resumen de los conceptos vistos en el apartado anterior, expresados mediante diagramas de tensiones e intensidades, con los desfases producidos con el empleo de diversas cargas.

Una línea convencional, con una carga conectada en su extremo final, puede representarse como una resistencia y una inductancia de la forma que indica la figura:

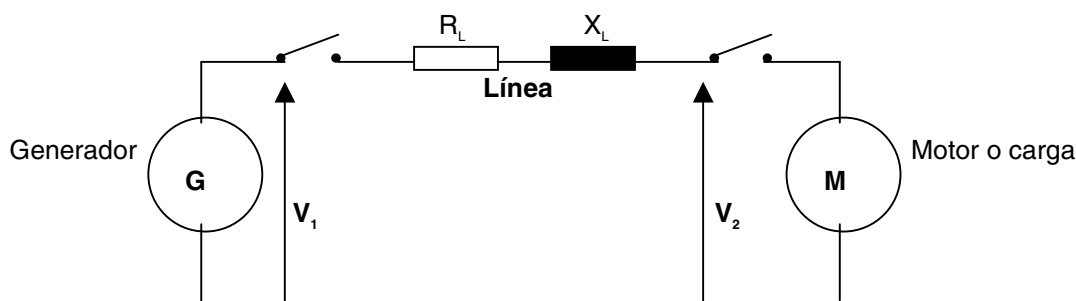


Figura nº 2. Sistema eléctrico convencional.

Según el esquema expuesto, podemos dividir los sistemas eléctricos en función del tipo de carga a la que estén conectados:

3.1. Carga resistiva

Si el receptor se comporta como una resistencia pura, la intensidad no sufre ningún desfase con respecto a la tensión. Las caídas que se producen en la línea (resistencia de línea más reactancia inductiva de línea), siguen las normas expuesta en el apartado anterior.

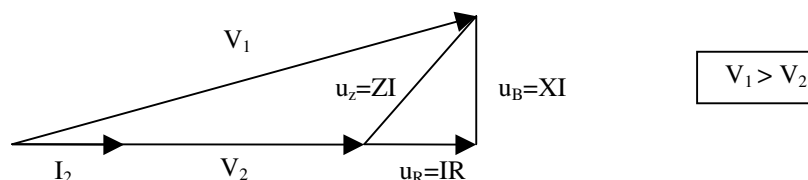


Figura nº 3. Diagrama de tensiones de un circuito resistivo.

Nótese que en este caso, la tensión del generador V_1 , es mayor que la tensión del receptor V_2 . Siguiendo el orden normal de estos sistemas (caída de tensión positiva).

3.2. Carga inductiva resistiva (tipo bobinas más resistencias)

Si el receptor se comporta como una combinación de resistencia y bobinas (caso más típico, ya que la mayoría de máquinas eléctricas están formadas de bobinados, y estos presentan resistencia e inductancia), la intensidad total presentará un ángulo de desfase, respecto a la tensión, que estará comprendido entre 0° y -90° (ya que si fuese una resistencia pura valdría 0° , y si tratará de una bobina pura el desfase ascendería a -90°). El paso de esta intensidad por la resistencia e inductancia de la línea representarán unas caídas de tensión que son las mostradas en el siguiente diagrama.

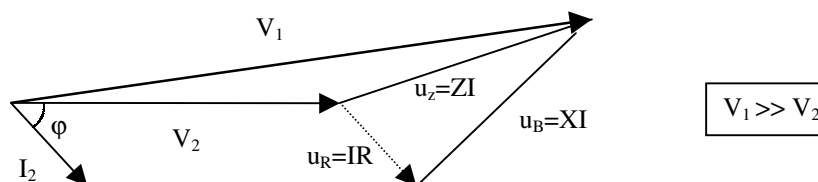


Figura nº 4. Diagrama de tensiones de un circuito inductivo resistivo.

Nótese que en este caso, la tensión al final de línea V_2 , es aún menor que en el caso resistivo anterior, respecto a la tensión origen V_1 , es decir la caída de tensión es mayor manteniéndose el signo positivo.

3.3. Carga capacitiva resistiva (tipo condensadores más resistencia)

Este es un caso mucho menos frecuente, ya que no existen motores formados por condensadores. Esta situación suele presentarse cuando se realiza una compensación de potencia, o bien cuando la línea está en vacío, pero en operación (Efecto Ferranti).

El desfase de la intensidad de línea estará comprendido entre los 0° y los 90° positivos, dependiendo de la proporción de resistencia y condensadores que exista en la carga.

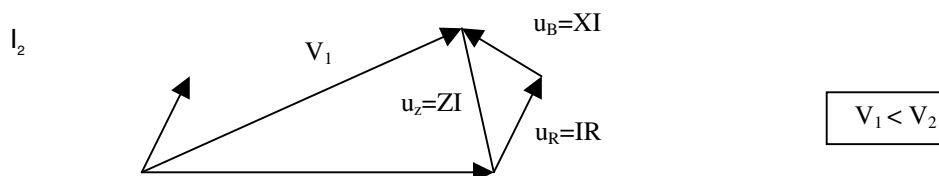


Figura nº 5. Diagrama de tensiones de un circuito capacitivo resistivo.

En este caso la tensión final V_2 será mayor que la tensión en el inicio de línea V_1 , dándose una caída de tensión negativa (efecto Ferranti).

4. TIPOS DE PARÁMETROS

Los parámetros representativos de cualquier sistema de potencia son cuatro: resistencia (R), inductancia (L), conductancia (G), y capacidad (C).

Estos parámetros pueden agruparse como longitudinales (resistencias e inductancias), o bien como transversales (conductancia y capacidad).

Parámetros longitudinales

R, L $X_L = L\omega \rightarrow \underline{Z} = (R + jX)$ Impedancia.

Parámetros transversales

G $B = C\omega \rightarrow \underline{Y} = (G + jB)$ Admitancia.

Es una suerte que el parámetro conductancia no tenga un valor relevante en los resultados finales de cálculo, ya que es prácticamente imposible determinar su valor exacto al depender esté de muchos condicionantes o variables difíciles de determinar. Los otros tres parámetros influyen de forma distinta dependiendo de la longitud de la línea.

5. CALCULO DE LÍNEAS

Para realizar el cálculo de las líneas eléctricas se aceptan unas simplificaciones, que no afectan prácticamente a los resultados finales, pero por el contrario, simplifican considerablemente la complejidad de los problemas.

- La altura de las líneas se mantiene constante en todo su trayecto (en realidad el centro de los vanos estarán más cerca del suelo, mientras que en los apoyos, la altura será más considerable).
- Los parámetros eléctricos se mantienen constantes en todo el trayecto de las líneas (los apoyos en realidad, introducen modificaciones a ésta afirmación).
- Las condiciones externas a la línea (condiciones medioambientales principalmente), se mantienen regulares en toda la longitud de la línea.
- Siempre se considerará que los sistemas están conectados en estrella (sí lo están en triángulo se convertirá esté a un sistema en estrella), y por tanto las fórmulas a emplear seguirán la notación indicada.
- Las intensidades en conexión estrella no cambian: $I_{\text{LÍNEA}} = I_{\text{FASE}}$
- Las tensiones variarán de línea a fase: $U_{\text{LÍNEA}} = V_{\text{FASE}} * \sqrt{3}$
- Con la notación dada U, simbolizará los valores de línea y V, representará los valores de fase.
- Todas las magnitudes son vectores (aunque en ocasiones se omita el signo distintivo U por $\underline{U}$, por ejemplo).

Considerando estas simplificaciones se puede afirmar que si se conocen los valores de P, U, y ángulo total en un punto de la línea, es posible hallar los valores de las variables en otro punto de la misma. Si llamamos 2 al punto final de la línea y 1 al inicio, tendremos:

$$P_2, U_2, \varphi_2 \rightarrow P_1, U_1, I_1, P_1, Q_1, S_1$$

En capítulos posteriores se estudiará cómo resolver situaciones en las cuales son conocidos parcialmente parámetros tanto del principio de línea como del final de la misma, dándose ecuaciones que permitan resolver estas situaciones.

Desde el punto de vista del cálculo de líneas eléctricas, es posible realizar una división de las mismas en función de su longitud.

5.1. Líneas cortas (longitud inferior a 80km)

Se considera una línea como de longitud corta, aquella cuya longitud sea inferior a 80km. Con esta longitud puede despreciarse el efecto producido por la conductancia (efecto corona y efecto aislador), asimismo, el efecto capacitativo es de valor tan pequeño que prácticamente tampoco influye de forma significativa en los resultados, no teniéndose tampoco en cuenta.

Los valores de la resistencia y de la inductancia, sí son necesarios, pero pueden tomarse de forma concentrada, simplificándose enormemente las operaciones.

$R, X \rightarrow \underline{Z}=(R+jX)$ La impedancia la podemos tomar concentrada.

$B=Cw=0$

$G=0$ (siempre) $\rightarrow \underline{Y}=(G+jB)=0$ Podemos despreciar la admitancia.

El circuito equivalente de una línea de transmisión corta, quedará pues reducido a una resistencia y una inductancia, conectados en serie y concentrados en el centro de la misma.

De cada circuito se realizarán dos estudios, uno en régimen de carga y otro en vacío, estos son los estados más significativos, aunque no los únicos.

■ Línea de transmisión de energía con carga

Sí se conecta una carga al extremo de una línea de transmisión de energía eléctrica, se cerrará el circuito fluyendo una corriente a lo largo de la misma. Esta corriente se mantendrá constante ya que se han despreciado las pérdidas transversales, como la capacidad o el efecto corona y aislador.

El tipo de carga que se conecte a la línea, determinará el módulo y el ángulo de la intensidad, resultando ésta de origen óhmico, inductivo o capacitativo, si la carga es óhmica, inductiva o capacitativa respectivamente.

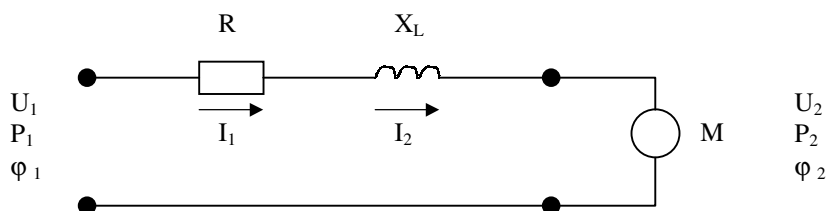


Figura nº 6. Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en carga.

Las ecuaciones que definen el régimen de carga son:

$$\underline{V}_1 = \underline{V}_2 + \underline{Z}\underline{I}$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_1$$

■ En vacío

En vacío el circuito se simplifica, ya que al no tener ninguna carga conectada al final de la línea, el circuito permanece abierto, no circulando corriente a través del mismo. Si no existe intensidad, no puede existir caída de tensión, igualándose en este caso las tensiones del final y del principio de la línea.

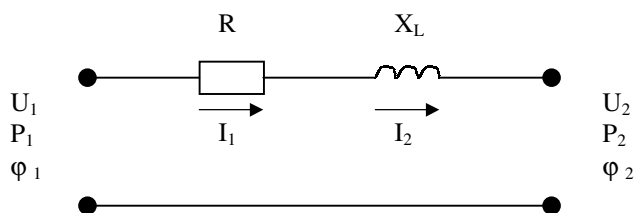


Figura nº 7. Representación de una línea corta de transporte de energía eléctrica en vacío.

Las ecuaciones que definirán este régimen son las siguientes:

$$\underline{I}_2=0 \rightarrow \underline{I}_1=0$$

$$\underline{V}_1=\underline{V}_2$$

5.2. Línea de longitud media (longitudes comprendidas entre 80km y 240km)

Para el cálculo de las líneas de longitud media, ya no es suficiente con contemplar los efectos que ejercen la resistencia y la inductancia, debiéndose incluir el valor del efecto de la capacidad, que con estas longitudes ya empieza a ser significativo. La conductancia sigue siendo de un valor muy pequeño, y dada la dificultad de su cálculo, puede despreciarse.

Existirá por tanto, la impedancia y la admitancia en estas líneas medias, aunque podrán seguir considerándose agrupadas o concentradas.

$$R, X \rightarrow \underline{Z}=(R+jX) \text{ Valores concentrados.}$$

$$G=0 \quad B=wC \rightarrow \underline{Y}=(G+jB) \text{ Valores concentrados.}$$

Como siempre partimos de la idea que: siendo conocidas las magnitudes de un punto de la línea (normalmente el final de la misma), U_2 , P_2 , y ϕ_2 , pretendemos hallar los valores de las incógnitas U_1 , P_1 , ϕ_1 , al principio de la misma. Considerando como en el apartado anterior dos regímenes de carga (el de plena carga y el de vacío).

Existen, al menos, dos formas de agrupar los parámetros eléctricos que influyen en una línea eléctrica de longitud media, no afectando a la calidad de los resultados su elección.

- Método del circuito equivalente en “T”.
- Método del circuito equivalente en “π”.

■ Método del circuito equivalente en “T”

Con este método se agrupan los parámetros transversales (conductancia y capacidad), en la parte central de la línea, dejando a los parámetros longitudinales (resistencia e inductancia) divididos en dos grupos iguales, mitad de los totales, colocados en los extremos de la línea. Con esta distribución el conjunto de la línea se asemeja a la letra “T”, de donde deriva su nombre.

Con la inclusión de uno de los parámetros transversales, la capacidad, se trunca la idea de intensidad única, ya que ahora existirán tres intensidades: una final, una inicial y una transversal (qué es la diferencia de las dos anteriores), que circulará por la admitancia en paralelo.

- Régimen con carga.

La aparición de estas intensidades complica el estudio del problema, que abordaremos en primer lugar, considerando que existe una carga conectada en el extremo final de la línea.

Como en el caso de la línea corta se suponen conocidos los datos del extremo final de la línea (es decir conocida la carga), planteándose el problema con el objetivo de hallar los valores de las magnitudes eléctricas en el origen de la línea.

En estas condiciones el circuito resultante adquiere el siguiente aspecto.

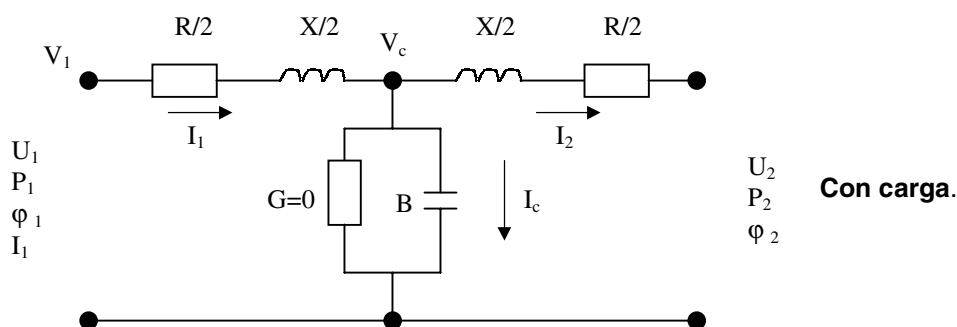
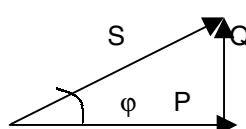


Figura nº 8. Circuito equivalente en "T", para una línea de longitud media en carga.

Conocido el valor de la carga (potencia y ángulo) y de la tensión al final de la línea, se pasan a calcular las restantes magnitudes de este extremo receptor de la misma, mediante las siguientes expresiones:



$$\begin{aligned}
 P &= S \cos \varphi & \text{siendo} & \quad P = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi \\
 Q &= S \sin \varphi & \text{siendo} & \quad Q = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi \\
 S &= P / \cos \varphi & \text{siendo} & \quad S = U \cdot I \cdot \sqrt{3} = (P + jQ)
 \end{aligned}$$

Otra fórmula importante es la que nos determina el ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{V_2} - \varphi_{I_2}$

Con estas fórmulas y conocidas las condiciones P_2 , U_2 , y φ_2 .

$$I_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} (\varphi_v - \varphi_2)$$

La tensión en el centro de la línea será:

$$V_c = V_2 + \frac{Z}{2} \cdot I_2$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivara por el condensador:

$$I_c = B \cdot V_c$$

La intensidad total o primaria será:

$$I_1 = I_c + I_2$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$V_1 = V_c + \frac{Z}{2} I_1$$

Siendo los valores de línea: $I_L = I_{FASE}$ y las tensiones serán: $U_L = \sqrt{3} \cdot V_{FASE}$

Hallaremos los ángulos totales: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$

Conocidos la tensión, intensidad y ángulo inicial podremos hallar las potencias iniciales:

$$\begin{aligned} P_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 && \text{Potencia activa.} \\ Q_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 && \text{Potencia reactiva.} \\ S_1 &= I_1 \cdot U_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) && \text{Potencia aparente.} \end{aligned}$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia será: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ Este valor no excederá del 3% cada 100km.

Y el rendimiento del sistema será: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$

■ Régimen de vacío.

En ese caso los cálculos se simplifican ya que no es necesario conectar la carga y por tanto la intensidad de final de línea es nula:

Considerando los mismos supuestos anteriores, es decir, conocidas las principales magnitudes al final de la línea (P_2 , U_2 y φ_2), buscaremos las condiciones al principio de la misma línea de transmisión de energía eléctrica.

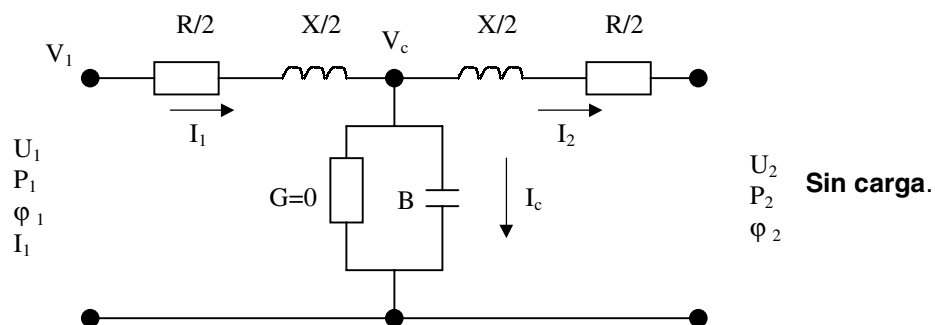


Figura nº 9. Circuito equivalente en "T", de una línea de longitud media en vacío.

Si no existe carga todas las potencias tendrán valor nulo: $P_2 = Q_2 = S_2 = 0$.

Las restantes expresiones quedarán como sigue:

Ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{v2} - \varphi_{I2} = 0$

La intensidad fina:

$$I_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} (\varphi_v - \varphi_2 = 0)$$

La tensión en el centro de la línea será:

$$V_c = V_2 + \frac{Z}{2} \cdot I_2 = V_2$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivara por el condensador:

$$I_c = B \cdot V_c = V_2 \cdot B$$

La intensidad total o primaria será:

$$I_1 = I_c + I_2 = I_c$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$V_1 = V_c + \frac{Z}{2} I_1 = V_2 + \frac{Z}{2} I_c$$

Siendo los valores de línea: $I_L = I_{FASE}$ y las tensiones serán: $U_L = \sqrt{3} \cdot V_{FASE}$

Hallaremos los ángulos totales: $\phi_1 = \phi_{U1} - \phi_{I1}$

Conocidos la tensión, intensidad y ángulo inicial podremos hallar las potencias iniciales:

$$\begin{aligned} P_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \phi_1 && \text{Potencia activa.} \\ Q_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \phi_1 && \text{Potencia reactiva.} \\ S_1 &= I_1 \cdot U_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) && \text{Potencia aparente.} \end{aligned}$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia será: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ Este valor no excederá del 3% cada 100km.

Y el rendimiento del sistema será nulo al no existir potencia: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 = 0$

■ Método del circuito equivalente en Π

A diferencia del método anterior, este método divide a la línea por sus parámetros transversales, manteniendo unidos los parámetros longitudinales, es decir, en el tramo central situamos la resistencia y la reactancia inductiva en forma concentrada, mientras que la conductancia y la susceptancia ocupan las posiciones extremas estando sus valores divididos por la mitad ($G/2$ y $B/2$), tal como se representa en la figura:

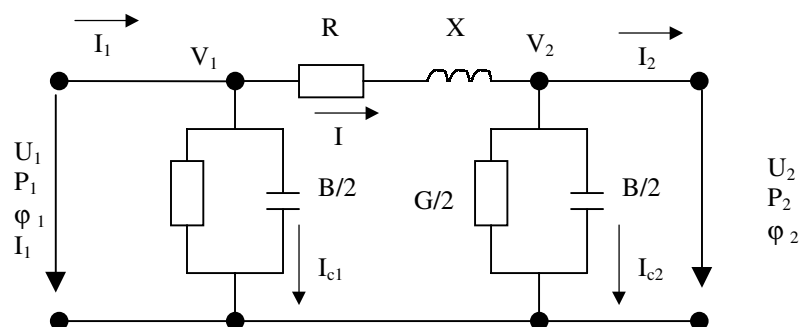


Figura nº 10. Circuito equivalente en "π", para una línea de longitud media en carga.

Con la inclusión de los parámetros transversales, se trunca la idea de intensidad única, ya que ahora existirán cinco intensidades: una final, una inicial, una intermedia (que pasa por los parámetros longitudinales), y dos transversales, que circularán por las admitancias en paralelo.

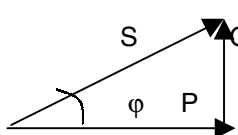
■ Régimen con carga.

La aparición de estas intensidades complica el estudio del problema, que abordaremos en primer lugar, considerando que existe una carga conectada en el extremo final de la línea.

Como en el caso de la línea corta se suponen conocidos los datos del extremo final de la línea (es decir conocida la carga), planteándose el problema con el objetivo de hallar los valores de las magnitudes eléctricas en el origen de la misma.

En estas condiciones el circuito resultante adquiere el aspecto mostrado en la figura nº 10.

Como en el circuito equivalente en "T", conocido el valor de la carga (potencia y ángulo) y de la tensión al final de la línea se pasan a calcular las restantes magnitudes de este extremo de la misma, mediante las siguientes expresiones:



$$\begin{aligned} P &= S \cos \varphi & \text{siendo } P &= U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi \\ Q &= S \sin \varphi & \text{siendo } Q &= U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi \\ S &= P / \cos \varphi & \text{siendo } S &= U \cdot I \cdot \sqrt{3} = (P + jQ) \end{aligned}$$

Otra fórmula importante es la que nos determina el ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{V_2} - \varphi_{I_2}$

Con estas fórmulas y conocidas las condiciones P_2 , U_2 , y φ_2 .

$$I_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} (\varphi_v - \varphi_2)$$

La intensidad que se deriva por la admitancia transversal es:

$$I_{c2} = V_2 \cdot \frac{B}{2}$$

La intensidad que pasará por la resistencia y la reactancia de la línea será:

$$I = I_{c2} + I_2$$

Con el valor de esta intensidad es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, ésta vendrá dada por:

$$V_1 = V_2 + (R_L + jX_L) \cdot I$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$I_{c1} = V_1 \cdot \frac{B}{2}$$

Conocidas I_{c1} , e I , podemos hallar la intensidad en el origen:

$$I_1 = I_{c1} + I$$

Siendo los valores de línea: $I_L = I_{FASE}$ y las tensiones serán: $U_L = \sqrt{3} \cdot V_{FASE}$

Finalmente hallamos los ángulos totales: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$

Conocidos la tensión, intensidad y ángulo inicial podremos hallar las potencias iniciales:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad \text{Potencia activa.}$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 \quad \text{Potencia reactiva.}$$

$$S_1 = I_1 \cdot U_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) \quad \text{Potencia aparente.}$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia será: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ Este valor no excederá del 3% cada 100km.

Y el rendimiento del sistema será: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$

■ Régimen de vacío.

En ese caso los cálculos se simplifican ya que no es necesario conectar la carga y por tanto la intensidad del final de línea es nula:

Considerando los mismos supuestos anteriores, es decir, conocidas las principales magnitudes al final de la línea (P_2 , U_2 y φ_2), buscaremos las condiciones al principio de la misma línea de transmisión.

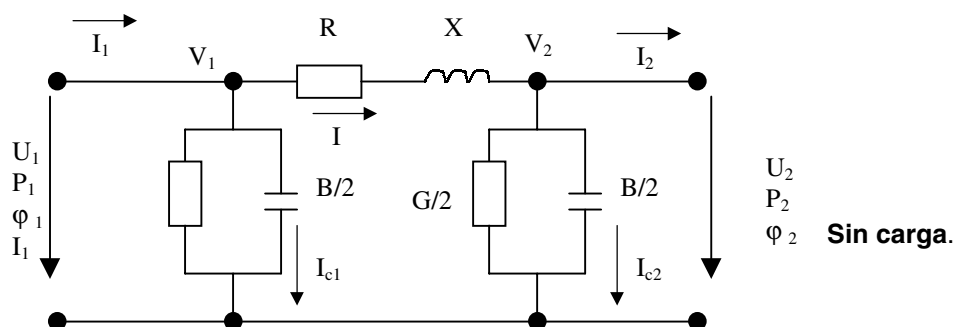


Figura nº 11. Circuito equivalente en "π", para una línea de longitud media en vacío.

Si no existe carga todas las potencias tendrán valor nulo: $P_2 = Q_2 = S_2 = 0$.

Las restantes expresiones quedarán como sigue:

Ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{V_2} - \varphi_{I_2} = 0$

La intensidad final:.

$$I_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} (\varphi_v - \varphi_2 = 0)$$

La intensidad que se deriva por la segunda admitancia transversal es:

$$I_{c_2} = V_2 \cdot \frac{B}{2}$$

La intensidad que pasará por la resistencia y la reactancia de la línea será:

$$I = I_{c_2} + I_2 = I_{c_2}$$

Ya que la intensidad al final de línea es cero. Con el valor de esta intensidad es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, esta vendrá dada por:

$$V_1 = V_2 + (R_L + jX_L) \cdot I$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$I_{c_1} = V_1 \cdot \frac{B}{2}$$

Conocidas I_{c_1} , e I , podemos hallar la intensidad en el origen:

$$I_1 = I_{c_1} + I$$

Siendo los valores de línea: $I_L = I_{FASE}$ y las tensiones serán: $U_L = \sqrt{3} \cdot V_{FASE}$

Finalmente hallamos los ángulos totales: $\varphi_1 = \varphi_{U_1} - \varphi_{I_1}$

Conocidos la tensión, intensidad y ángulo inicial podremos hallar las potencias iniciales:

$$\begin{aligned} P_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 && \text{Potencia activa.} \\ Q_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 && \text{Potencia reactiva.} \\ S_1 &= I_1 \cdot U_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) && \text{Potencia aparente.} \end{aligned}$$

Finalmente la caída de tensión será: $\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100$ Este valor no excederá del 10%.

La pérdida de potencia será: $\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100$ Este valor no excederá del 3% cada 100km.

Y el rendimiento del sistema será: $\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$

5.3. Líneas largas (longitudes superiores a 240km)

Para el cálculo de líneas de gran longitud, no es suficiente con contemplar los efectos que ejercen la resistencia, la inductancia, la capacidad y la conductancia en su forma concentrada. La línea es demasiado larga para reunir los efectos de estos parámetros en un solo punto, siendo necesario para el cálculo de las magnitudes eléctricas distribuir los parámetros transversales y longitudinales de forma continua, lo que conlleva la utilización de formulas más complejas y laboriosas.

- Recordar que siguen siendo todas las magnitudes vectores, aunque no se simbolice con la línea correspondiente (U en vez de $\underline{U}$).

De forma resumida tendremos:

$R, X \rightarrow \underline{Z}=(R+jX)$ Valores distribuidos.

$G=0 \quad B=wC \rightarrow \underline{Y}=(G+jB)$ Valores distribuidos.

Como siempre partimos de la idea que siendo conocidas las magnitudes de un punto de la línea (normalmente el final de la misma), U_2, P_2 , y ϕ_2 , pretendemos hallar los valores de las incógnitas U_1, P_1, ϕ_1 , al principio de la misma. Considerando como en el apartado anterior dos regímenes de carga (el de plena carga y el de vacío).

Para realizar el cálculo de las citadas magnitudes eléctricas es necesario aplicar las siguientes fórmulas:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_2 \bullet A + I_2 \bullet B \\ I_1 &= V_2 \bullet C + I_2 \bullet D \end{aligned}$$

Si el sistema esta en vacío se simplifican las fórmulas anteriores quedando como sigue:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_2 \bullet A \\ I_1 &= V_2 \bullet C \end{aligned}$$

Ya que $I_2 = 0$.

Los valores de las tensiones son de fase, por lo que trabajando con un sistema en estrella deberemos modificar la tensión, dejando la intensidad como estaba:

$$\begin{aligned} I_{LÍNEA} &= I_{FASE} \\ U_{LÍNEA} &= V_{FASE} \bullet \sqrt{3} \end{aligned}$$

Por tanto todo el problema pasa por el calculo de las constantes auxiliares. Para ello existen al menos dos métodos de calculo, no afectando a la calidad de los resultados su libre elección. Veamos las fórmulas a aplicar en cada caso y su posterior comprobación.

■ Método de las funciones hiperbólicas y circulares

Este método, es quizás el más rápido, consiste en la aplicación directa de funciones hiperbólicas y circulares, considerándose las constantes A, y D iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y la carga sea equilibrada. Como normalmente estas serán las condiciones de funcionamiento, esta igualdad podrá considerarse siempre que no se indique lo contrario.

$$A = D = (a' + ja'') = \cosh \Theta c = (\cosh \Theta'_c \bullet \cos \Theta''_c) + j(\sinh \Theta'_c \bullet \sen \Theta''_c)$$

$$B = (b' + jb'') = Z_c \bullet \sinh \Theta c = Z_c \bullet ((\sinh \Theta'_c \bullet \cos \Theta''_c) + j(\cosh \Theta'_c \bullet \sen \Theta''_c))$$

$$C = (c' + jc'') = \frac{1}{Z_c} \bullet \sinh \Theta c = \frac{1}{Z_c} \bullet ((\sinh \Theta'_c \bullet \cos \Theta''_c) + j(\cosh \Theta'_c \bullet \sen \Theta''_c))$$

Definiéndose unos parámetros nuevos que responden a las siguientes características:

- Impedancia característica:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_{\text{LÍNEA}}}{Y_{\text{LÍNEA}}}} \text{ siendo: } \begin{aligned} Z_{\text{LÍNEA}} &= (R_{\text{LÍNEA}} + jX_{\text{LÍNEA}}) \\ Y_{\text{LÍNEA}} &= (G_{\text{LÍNEA}} + jB_{\text{LÍNEA}}) \end{aligned}$$

La impedancia característica responde a una serie de especificaciones:

- Es la impedancia natural que presentaría una línea en la que la relación V/I se mantuviera constante a lo largo de toda su longitud.
- La impedancia característica es independiente de su longitud.
- La impedancia característica se da en líneas muy largas, en las que el efecto de la onda reflejada puede considerarse despreciable, y solo se tendrá en cuenta los efectos que introduce la onda directa.
- La impedancia característica es en realidad una resistencia y como tal se mide en Ω .
- Ángulo característico:

$$\Theta c = \sqrt{Z_{\text{LÍNEA}} \bullet Y_{\text{LÍNEA}}} \text{ siendo: } \begin{aligned} Z_{\text{LÍNEA}} &= (R_{\text{LÍNEA}} + jX_{\text{LÍNEA}}) \\ Y_{\text{LÍNEA}} &= (G_{\text{LÍNEA}} + jB_{\text{LÍNEA}}) \end{aligned}$$

El ángulo característico responde a una serie de especificaciones:

- Si cerráramos una línea en su final, con una carga que fuese la impedancia característica (una resistencia), la tensión y la intensidad decrecerían o aumentarían, siguiendo una función exponencial, con exponente formado por el ángulo característico.

$$I_2 = I_1 e^{-\Theta c} \quad I_1 = I_2 e^{+\Theta c} \quad V_2 = v_1 e^{-\Theta c} \quad V_1 = V_2 e^{+\Theta c}$$

- Es un ángulo complejo, que se mide en radianes/segundo.

$$\Theta c = (\Theta'_c + j\Theta''_c) = \sqrt{Z_{\text{LÍNEA}} \bullet Y_{\text{LÍNEA}}} = (\Omega \bullet \text{Siemens}) = \left(\frac{\Omega}{\Omega}\right) = \frac{\text{radianes}}{\text{segundo}}$$

Es decir es un ángulo en el cual la relación V/I , se mantiene constante en cualquier punto de la longitud de la línea eléctrica.

Es importante recordar que con $\cosh$ y $\sinh$ (cosenos y senos hiperbólicos) se tiene que operar con valores de (radianes/segundo), por tanto hallados con la fórmula anterior. En cambio para los senos y cosenos normales sus unidades deberán ser grados, resultando necesaria su conversión mediante la fórmula:

$$\Theta_{C_{GRADOS}} = \frac{360^\circ}{2\pi} (\Theta_c' + j\Theta_c'') = \frac{360^\circ}{2\pi} \sqrt{Z_{L\dot{L}NEA} \bullet Y_{L\dot{L}NEA}} = \text{Grados.}$$

- Potencia característica:

$$P_C = \frac{U_{L\dot{L}NEA}^2}{Z_C} \text{ siendo: } U_{L\dot{L}NEA} = V_{FASE} \bullet \sqrt{3}$$

La potencia característica:

- Es la potencia que tendría una línea si esta se cerrara con una carga resistiva (es decir con la impedancia característica).
- Es la potencia que mantiene el $\cos\phi = \text{constante}$, es decir:

$$\cos\phi_1 = \cos\phi_2 = \cos\phi$$

- Es la potencia optima del sistema.

■ Método del desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares

Este método, quizás más lento que el anterior, permite obtener las constantes de una línea sin tener que utilizar las funciones hiperbólicas y circulares, es decir es más lento pero más fácil de aplicar. Consiste en el desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares del ángulo característico hallado anteriormente. Asimismo sigue siendo valida la condición que las constantes A, y D son iguales, siempre que la línea funcione en régimen permanente y sea equilibrada.

Las fórmulas a aplicar son:

$$A = D = (a' + ja'') = \left[1 + \frac{Z_L \bullet Y_L}{2} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^2}{4} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^3}{6} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^4}{8} + \dots \right]$$

$$B = (b' + jb'') = Z_L \left[1 + \frac{Z_L \bullet Y_L}{3} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^2}{5} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^3}{7} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^4}{9} + \dots \right]$$

$$C = (c' + jc'') = Y_L \left[1 + \frac{Z_L \bullet Y_L}{3} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^2}{5} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^3}{7} + \frac{(Z_L \bullet Y_L)^4}{9} + \dots \right]$$

Siendo Z_L y Y_L , la impedancia y admitancia de la línea respectivamente.

Pero ¿cuántos términos son necesarios tomar?, aunque no existe una regla concreta se acostumbra a seguir la siguiente recomendación.

- Un solo término si la línea es menor de 80km.
- Dos términos si la línea esta comprendida entre 80km y 160km.
- Tres términos si la línea tiene una longitud de 160km a 240km.
- Y así sucesivamente.

■ Comprobación de resultados

Es posible comprobar los resultados obtenidos por cualquiera de los métodos mencionados, teniendo presente las siguientes igualdades:

$$\begin{aligned}
 A^2 - B \bullet C &= (1 + j0) \\
 (a'^2 - a''^2) - (b' \bullet c') + (b'' \bullet c'') &= 1 \\
 (2 \bullet a' \bullet a'') - (b' \bullet c'') - (b'' \bullet c') &= 0
 \end{aligned}$$

Siendo: $A = (a' + ja'')$ $B = (b' + jb'')$ $C = (c' + jc'')$

Para poder considerar los resultados como válidos es necesario que se cumplan las tres condiciones a la vez.

■ Fórmulas para hallar las magnitudes eléctricas

Cualquiera de los dos métodos nos llevará a valores muy semejantes, que nos permitirán, aplicando las fórmulas siguientes, encontrar las magnitudes eléctricas deseadas.

Las fórmulas serán función de los parámetros que conozcamos:

- Sí conocemos las condiciones eléctricas al final de la línea y deseamos hallarlas al inicio de la misma, aplicaremos:
 - Régimen de carga.

$$\begin{aligned}
 V_1 &= V_2 \bullet A + I_2 \bullet B \\
 I_1 &= V_2 \bullet C + I_2 \bullet D
 \end{aligned}$$

- Régimen de vacío.

$$\begin{aligned}
 V_1 &= V_2 \bullet A \\
 I_1 &= V_2 \bullet C
 \end{aligned}$$

- Sí conocemos las condiciones eléctricas al inicio de la línea y deseamos hallarlas al final de la misma, aplicaremos:
 - Régimen de carga.

$$\begin{aligned}
 V_2 &= V_1 \bullet D - I_1 \bullet B \\
 I_2 &= I_1 \bullet A - V_1 \bullet C
 \end{aligned}$$

- Régimen de vacío.

$$V_2 = V_1 \cdot D$$

$$I_2 = -C \cdot V_1$$

- Recordando que para pasar a valores de línea es necesario aplicar.

$$I_{LÍNEA} = I_{FASE}$$

$$U_{LÍNEA} = V_{FASE} \cdot \sqrt{3}$$

Si deseamos encontrar valores intermedios de las magnitudes eléctricas (en cualquier punto de la línea), se realizará el cálculo de las constantes con las longitudes deseadas. Es decir, para cualquier tramo de línea es posible buscar las constantes (A,B,C,D) que lo definen aplicando la longitud de ese tramo, con estas constantes se aplican las fórmulas anteriores y hallamos las condiciones eléctricas de los nuevos puntos.

■ Significado físico de las constantes.

Primeramente veamos las unidades de estas constantes, para ello partimos de:

$$V_1 = V_2 \cdot A + I_2 \cdot B$$

$$I_1 = V_2 \cdot C + I_2 \cdot D$$

Si estamos en régimen de vacío (la intensidad final es nula).

$$\begin{array}{l} V_1 = V_2 \cdot A \\ I_1 = V_2 \cdot C \end{array} \longrightarrow \begin{array}{l} A = \frac{V_{1VACIO}}{V_{2VACIO}} = \left(\frac{V}{V} \right) = (-) \\ C = \frac{I_{1VACIO}}{V_{2VACIO}} = \left(\frac{A}{V} \right) = (siemens) \end{array}$$

Si estamos en cortocircuito las fórmulas iniciales quedan (al ser nula la tensión de salida):

$$\begin{array}{l} V_1 = I_2 \cdot B \\ I_1 = I_2 \cdot D \end{array} \longrightarrow \begin{array}{l} B = \frac{V_{1CORTO}}{I_{2CORTO}} = \left(\frac{V}{A} \right) = (\Omega) \\ D = \frac{I_{1CORTO}}{I_{2CORTO}} = \left(\frac{A}{A} \right) = (-) \end{array}$$

La "A" y la "D", son adimensionales. La "B" tiene unidades de impedancia, y la "C" tiene unidades de admitancia.

Es decir podemos definir a estas constantes como:

- A = tensión a aplicar al principio de línea para que, estando en vacío el final de la misma, se obtenga la tensión final nominal ($V_{2nominal}$).
- B = tensión a aplicar al principio de línea para que, estando en cortocircuito el final de la misma, se obtenga la intensidad final nominal ($I_{2nominal}$).

- C = Intensidad a inyectar al principio de línea para que, estando en vacío el final de la misma, se obtenga la tensión final nominal ($V_{2\text{nominal}}$).
- D = Intensidad a inyectar al principio de línea para que, estando en cortocircuito el final de la misma, se obtenga la intensidad final nominal ($I_{2\text{nominal}}$).

Si realizamos la comparación de estas fórmulas aplicadas a circuitos cortos obtendremos para el régimen de vacío:

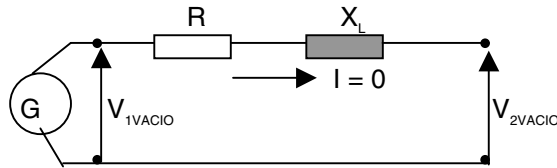


Figura nº 12. Circuito equivalente para una línea de longitud corta en vacío.

$$A = \frac{V_{1VACIO}}{V_{2VACIO}} = 1 \text{ ya que } V_{1VACIO} = V_{2VACIO}$$

$$C = \frac{I_{1VACIO}}{V_{2VACIO}} = 0 \text{ ya que } I_{1VACIO} = 0$$

Y para el régimen de cortocircuito, las expresiones generales quedan de la siguiente forma:

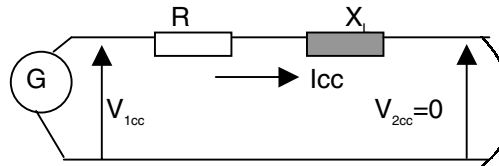


Figura nº 13. Circuito equivalente para una línea de longitud corta en cortocircuito.

$$B = \frac{V_{1CORTO}}{I_{2NOMINAL}} = Z_{LÍNEA} \text{ ya que } V_{1CORTO} = Z_{LÍNEA} \cdot I_{2NOMINAL}$$

$$D = \frac{I_{1CORTO}}{I_{2NOMINAL}} = 1 \text{ ya que } I_{1CORTO} = I_{2NOMINAL}$$

Por tanto si consideramos los valores obtenidos, para líneas cortas, tendremos:

$$\begin{aligned} A &= (a' + ja'') = 1 = D = (d' + jd'') \\ B &= (b' + jb'') = Z_{LÍNEA} = (R_{LÍNEA} + jX_{LÍNEA}) \\ C &= (c' + jc'') = Y_{LÍNEA} = (G_{LÍNEA} + jB_{LÍNEA}) = 0 \end{aligned}$$

Que aplicado a las fórmulas generales obtenemos:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_2 \cdot A + I_2 \cdot B = V_2 + I_2 \cdot Z_{LÍNEA} \\ I_1 &= V_2 \cdot C + I_2 \cdot D = I_2 \end{aligned}$$

Que se corresponden a las ecuaciones dadas para líneas cortas.

Por tanto el método de las constantes auxiliares, representa un método exacto para el cálculo de cualquier línea eléctrica, sea cual sea su longitud, aunque para líneas cortas es más aconsejable aplicar las fórmulas dadas para ellas, que simplifican enormemente la complejidad y el tiempo de cálculo.

6. PROBLEMA RESUELTO DE CÁLCULO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS POR TODOS LOS MÉTODOS

Disponemos de una línea eléctrica, destinada al suministro de energía a un conjunto de consumidores a ella conectados. Los datos más importantes de la misma, así como su disposición y tipo de conductores son los detallados a continuación.

- Categoría: 1ª (220 KV) = U_2
- Longitud: 150 Km. → Línea de longitud media.
- Composición cables: 30 Al + 7 Acero
- Diámetro exterior del cable: 15,75 mm.
- Resistencia del cable por km: 0,154 Ω /Km.
- Potencia a transportar por la línea: 140MVA.
- Factor de potencia: 0,8 inductivo.
- La disposición de los cables obedece a dos circuitos simples, con la siguiente relación (longitudes dadas en metros):

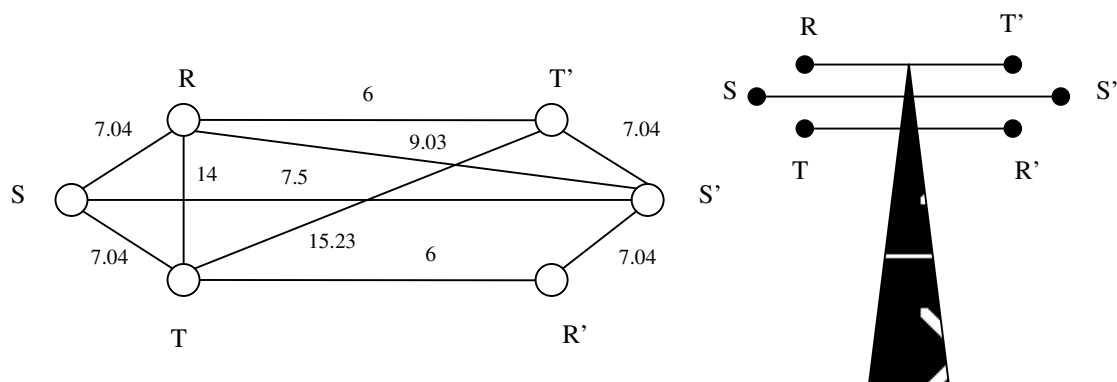


Figura nº 14. Línea eléctrica propuesta en el problema.

Conocidas las condiciones en el final de la línea, hallar para los regímenes de carga y vacío: las condiciones al inicio de la línea, la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento del sistema, mediante los métodos estudiados en este capítulo.

6.1. Resolución

Al tratarse de una línea de longitud media, podría calcularse por cualquiera de los métodos explicados en los apartados de teoría correspondientes a líneas medias o largas. Pero para comenzar los cálculos, debemos previamente, conocer los valores de los parámetros eléctricos.

6.2. Cálculo de los parámetros eléctricos.

■ Resistencia

Ya nos indican el valor de la resistencia por km. para los conductores empleados. Como existen dos circuitos simples, a cada fase, le corresponderán dos conductores (R,R'; S,S'; T,T'), por tanto el valor de la resistencia por km y fase será:

$$R_{k\text{fase}} = \frac{R_k}{n^{\circ} \text{ circuitos}} = \frac{0.154}{2} = 0.077 \Omega / km$$

■ Reactancia Inductancia

Para el cálculo de la reactancia inductancia, utilizaremos las ecuaciones dadas para circuitos simples, es decir:

$$X_k = \frac{2\pi f}{n^{\circ} \text{ circuitos}} \left[0.5 + 4.6 \cdot \log \frac{De}{r} \right] 10^{-4} (\Omega / km)$$

Que aplicada a nuestro caso da unos valores:

$$X_k = \frac{2\pi 50}{2} \left[0.5 + 4.6 \cdot \log \frac{5801}{7.875} \right] 10^{-4} = 0.215 (\Omega / km)$$

Con un radio de valor: $r = \frac{\phi_{\text{diámetro}}}{2} = \frac{15.75}{2} = 7.875 mm$

Y una distancia media geométrica entre fases de valor (cálculo para dos circuitos simples):

$$d_R = \frac{\sqrt{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'}}}{d_{RR'}} = \frac{\sqrt{7.04 \cdot 14 \cdot 9.03 \cdot 6}}{15.23} = 4.8m$$

$$d_S = \frac{\sqrt{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{SR'} \cdot d_{ST'}}}{d_{SS'}} = \frac{\sqrt{7.04 \cdot 7.04 \cdot 9.03 \cdot 9.03}}{7.5} = 8.48m$$

$$d_T = \frac{\sqrt{d_{TR} \cdot d_{TS} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'}}}{d_{TT'}} = \frac{\sqrt{7.04 \cdot 14 \cdot 9.03 \cdot 6}}{15.23} = 4.8m$$

Por tanto: $D = \sqrt[3]{d_R \cdot d_S \cdot d_T} = \sqrt[3]{4.8 \cdot 8.48 \cdot 4.8} = 5.801m = 5801mm$

■ Susceptancia

Para el cálculo de la susceptancia, utilizaremos las ecuaciones dadas para circuitos simples, es decir:

$$B_k = \frac{24.2 \cdot 2\pi f}{\log \frac{De}{r}} 10^{-9} \cdot n^{\circ} \text{ circuitos} = \frac{24.2 \cdot 2\pi 50}{\log \frac{5801}{7.875}} 10^{-9} \cdot 2 = 5.303 \cdot 10^{-6} (\text{siemens} / km)$$

■ Conductancia

Para hallar la conductancia aplicaremos la siguiente fórmula:

$$G_k = \frac{P_{fase7km}}{U_{LÍNEA}^2} 10^{-3} = 0$$

Siempre es posible despreciar el efecto corona y el efecto aislador, excepto cuando queramos cálculos muy exactos.

■ Parámetros eléctricos totales

Para hallar los parámetros eléctricos totales, es suficiente con multiplicar por la longitud total, cada valor hallado por km, así:

$$\begin{aligned} R &= R_k \cdot Long = 0.077 \cdot 150 = 11.55\Omega \\ X_L &= X_k \cdot Long = 0.215 \cdot 150 = j32.25\Omega \text{ (la "j", indica un desfase de } 90^\circ \text{ positivos).} \\ B &= B_k \cdot Long = 5.303 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = j7.9546 \cdot 10^{-4} \text{ siemens} \\ G &= G_k \cdot Long = 0 \cdot 150 = 0 \text{ siemens} \end{aligned}$$

Estos valores representarán una impedancia y una admitancia de valor:

$$\begin{aligned} Z &= (R + jX) = (11.55 + j32.25) = 34.256 \angle 70.3^\circ \\ Y &= (G + jB) = jB = j7.9546 \cdot 10^{-4} = 7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ \end{aligned}$$

La impedancia, potencia y ángulos característicos son:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{34.256 \angle 70.3^\circ}{7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ}} = 207.52 \angle -9.85^\circ$$

$$P_c = \frac{U_{LÍNEA}^2}{Z_c} = \frac{220^2}{207.52} = 233.3 \text{ MW}$$

$$\Theta_c = \sqrt{Z \cdot Y} = \sqrt{34.256 \angle 70.3^\circ \cdot 7.9546 \cdot 10^{-4} \angle 90^\circ} = 0.16507 \angle 80.15^\circ = (0.02823 + j0.1626)$$

Dado en radianes. Si lo damos en grados tendremos:

$$\Theta_{C_{GRADOS}} = \frac{360}{2\pi} \Theta_c = 9.45805 \angle 80.15^\circ = (1.61798 + j9.3186)$$

6.3. Cálculo por el método de las constantes auxiliares

Se resolverá primeramente el problema aplicando el método de las constantes auxiliares, este método es el más preciso y aplicable a cualquier circuito sea cual sea su longitud.

Se calcularán las constantes primeramente por el método de las funciones hiperbólicas y circulares.

■ Funciones hiperbólicas y circulares

Se aplicarán las siguientes relaciones, con los valores hallados en los apartados anteriores:

$$A = D = (a' + ja'') = \cosh \Theta c = (\cosh \Theta_c' \bullet \cos \Theta_c'') + j(\sinh \Theta_c' \bullet \sin \Theta_c'') = \\ (0.98719 + j4.573 \bullet 10^{-3}) = 0.9872(0.26^\circ)$$

$$B = (b' + jb'') = Z_c \bullet \sinh \Theta c = Z_c \bullet ((\sinh \Theta_c' \bullet \cos \Theta_c'') + j(\cosh \Theta_c' \bullet \sin \Theta_c'')) = \\ (11.447 + j32.13) = 34.108(70.39^\circ)$$

$$C = (c' + jc'') = \frac{1}{Z_c} \bullet \sinh \Theta c = \frac{1}{Z_c} \bullet ((\sinh \Theta_c' \bullet \cos \Theta_c'') + j(\cosh \Theta_c' \bullet \sin \Theta_c'')) = \\ (-1.244 \bullet 10^{-6} + j7.9202 \bullet 10^{-4}) = 7.9202 \bullet 10^{-4}(90.09^\circ)$$

Recordar que los cosenos y senos hiperbólicos se operan con valores en radianes/segundo, mientras que los cosenos y senos normales se operan con grados.

■ Desarrollo en serie de funciones hiperbólicas y circulares

Para aplicar este método es necesario delimitar el número de términos a escoger, que son función de la longitud de la línea. En nuestro caso la longitud es de 150km, siendo suficientes dos términos de cada expresión para tener una precisión aceptable.

$$A = D = (a' + ja'') = \left[1 + \frac{Z_L \bullet Y_L}{2} \right] = (0.98718 + j4.5912 \bullet 10^{-3}) = 0.9872(0.27^\circ)$$

$$B = (b' + jb'') = Z_L \left[1 + \frac{Z_L \bullet Y_L}{3} \right] = (11.36 + j32.02) = 33.97(70.47^\circ)$$

$$C = (c' + jc'') = Y_L \left[1 + \frac{Z_L \bullet Y_L}{3} \right] = (0.000001 + j7.88 \bullet 10^{-4}) = 7.88 \bullet 10^{-4}(90.1^\circ)$$

Se puede observar que los resultados obtenidos por ambos métodos son prácticamente iguales. Procederemos a realizar de todos modos la comprobación.

■ Comprobación.

La comprobación se ha realizado con los resultados obtenidos mediante la aplicación de las fórmulas para funciones hiperbólicas y circulares, aunque con los valores obtenidos mediante el desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares los resultados son idénticos.

$$A^2 - B \bullet C = (0.999998 - j1.8 \bullet 10^{-4}) \approx (1 + j0) \\ (a'^2 - a''^2) - (b' \bullet c') + (b'' \bullet c'') = 0.999998 \approx 1 \\ (2 \bullet a' \bullet a'') - (b' \bullet c'') - (b'' \bullet c') = 2.51 \bullet 10^{-6} \approx 0$$

Aceptamos los resultados obtenidos con las fórmulas halladas por cualquiera de los dos métodos, ya que éstas coinciden y con la comprobación se ha demostrado que cumplen con las tres condiciones simultáneamente.

Una vez obtenidos y comprobados los valores de las constantes de la línea, procedemos al cálculo de las magnitudes eléctricas asociadas, tanto en el régimen de carga como de vacío.

■ Régimen en carga

Para el régimen de carga aplicaremos las siguientes fórmulas, en el bien entendido que conocemos los datos al final de línea y deseamos hallarlos al principio de la misma.

Buscamos los valores que son datos:

$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 = 140 \cdot 0.8 = 112 \text{ MW}$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 = 140 \cdot 0.6 = 84 \text{ MVAR}$$

$$\bar{S}_2 = 140(36.87^\circ) \text{ MVA}$$

$$\varphi_2 = 36.87^\circ$$

$$\bar{U}_2 = 220000(0^\circ) \text{ V}$$

Normalmente, si no se indica lo contrario, es posible suponer 0° , al ángulo de la tensión del final de línea. La intensidad del secundario es:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} (\varphi_{v2} - \varphi_2) = \frac{112000000}{220000 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.8} (0 - 36.87^\circ) = 367.4(-36.87^\circ) \text{ A}$$

Y la tensión de fase será:

$$\bar{V}_2 = \frac{\bar{U}_2}{\sqrt{3}} = \frac{220000(0^\circ)}{\sqrt{3}} = 127017(0^\circ) \text{ V}$$

Con estos valores obtendremos los siguientes resultados para la tensión e intensidades iniciales:

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 = 125391(0.26^\circ) + 12531(33.5^\circ) = 136043.5(3.16^\circ)$$

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2 = 100.6(90.09^\circ) + 362.7/(-36.61^\circ) = 313.4(-21.68^\circ)$$

Con estos valores ya podemos calcular los valores de las restantes magnitudes al principio de línea:

$$\begin{aligned}
\bar{U}_1 &= \sqrt{3} \cdot \bar{V}_1 = 235634(3.16^\circ)V \\
\bar{U}_2 &= 220000(0^\circ)V \\
\bar{I}_1 &= 313.14(-21.68^\circ)A \\
\bar{I}_2 &= 367.4(-36.87^\circ)A \\
\varphi_1 &= \varphi_{V1} - \varphi_{I1} = 3.16^\circ - (-21.68^\circ) = 24.84^\circ \\
\varphi_2 &= 36.87^\circ \\
P_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 = 112MW \\
Q_1 &= U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 = 53.69MVAR \\
\bar{S}_1 &= \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) = 127.8(24.84)MVA \\
P_2 &= 112MW \\
Q_2 &= 84MVAR \\
\bar{S}_2 &= 140(36.87^\circ)MVA
\end{aligned}$$

Finalmente calcularemos la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento total, mediante las siguientes expresiones:

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100 = \frac{235634 - 220000}{235634} 100 = 6.38\%$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100 = \frac{115.98 - 112}{115.98} 100 = 3.43\%$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 = \frac{112}{115.98} 100 = 96.36\%$$

Según el Reglamento de Líneas aéreas de alta tensión, los valores del $\Delta u < 10\%$ y de $\Delta P < 3\%$ para cada 100 Km, se cumplen, por lo tanto los valores obtenidos son correctos.

■ Régimen en vacío

Para el régimen de vacío aplicaremos las siguientes fórmulas, en el bien entendido que conocemos los datos al final de línea y deseamos hallarlos al principio de la misma.

La tensión del final de línea no ha cambiado con respecto al valor que tenía en el régimen de carga. En cambio la intensidad del final de línea ha pasado a un valor nulo, al dejarse el circuito en vacío. Todas las potencias (P_2 , Q_2 , S_2) son también nulas. Por tanto tendremos:

$$\begin{aligned}
\bar{V}_1 &= \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 = 125391(0.26^\circ)V \\
\bar{I}_1 &= \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2 = 100.6(90.09^\circ)A
\end{aligned}$$

Con estos valores, obtendremos los siguientes resultados:

$$\bar{U}_1 = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_1 = 217184(0.26^\circ)V$$

$$\bar{U}_2 = 220000(0^\circ)V$$

$$\bar{I}_1 = 100.6(90.09^\circ)A$$

$$\bar{I}_2 = 0(0^\circ)A$$

$$\varphi_1 = \varphi_{v1} - \varphi_{I1} = 0.26^\circ - (90.09^\circ) = -89.83^\circ$$

$$\varphi_2 = 0^\circ$$

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 = 0.113738MW$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1 = -37.84MVAR$$

$$\bar{S}_1 = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1) = 37.84(-89.82)MVA$$

$$P_2 = 0MW$$

$$Q_2 = 0MVAR$$

$$\bar{S}_2 = 0(0^\circ)MVA$$

Finalmente, se volverán a calcular la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento:

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100 = \frac{217184 - 220000}{217184} 100 = -1.28\%$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100 = \frac{0.113738 - 0}{0.113738} 100 = 100\%$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100 = \frac{0}{0.113738} 100 = 0\%$$

Obsérvese que la caída de tensión es negativa, por lo que se da el Efecto Ferranti.

Según el Reglamento de Líneas aéreas de alta tensión, los valores del $\Delta u < 10\%$ y de $\Delta P < 3\%$ para cada 100 Km, se cumplen, por lo tanto los valores obtenidos son correctos.

6.4. Calculo por método en "T"

Para realizar este cálculo, utilizaremos el siguiente circuito equivalente:

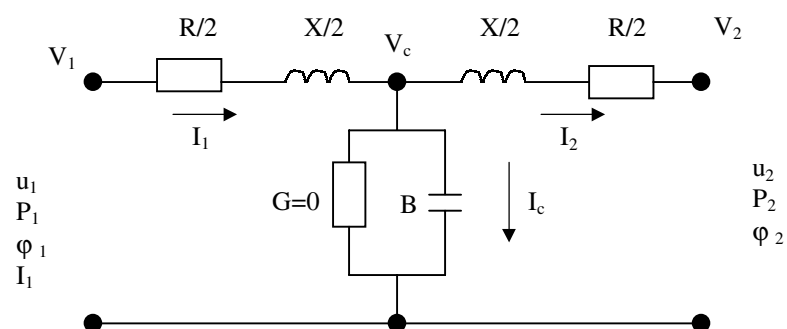


Figura nº 15. Circuito empleado para el método del circuito equivalente en "T".

■ Régimen de carga

Los datos de partida son los mismos que para el método anterior, es decir:

$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 = 140 \cdot 0.8 = 112 \text{ MW}$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 = 140 \cdot 0.6 = 84 \text{ MVAR}$$

$$\bar{S}_2 = 140(36.87^\circ) \text{ MVA}$$

$$\varphi_2 = 36.87^\circ$$

$$\bar{U}_2 = 220000(0^\circ) \text{ V}$$

$$\bar{I}_2 = 367.4(-36.87^\circ) \text{ A}$$

$$\bar{V}_2 = 127017(0^\circ) \text{ V}$$

$$\bar{Z} = 34.256(70.3^\circ) \Omega = (R + jX) = (11.55 + j32.25)$$

$$\bar{Y} = 7.9546 \cdot 10^{-4}(90^\circ) \text{ siemens} = (G + jB) = (0 + j7.9546 \cdot 10^{-4})$$

Con estos valores, y aplicando las fórmulas dadas para este método obtendremos:

La tensión en el centro de la línea será:

$$V_c = V_2 + \frac{Z}{2} \cdot I_2 = 132314(1.5^\circ) \text{ V}$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivara por el condensador:

$$I_c = B \cdot V_c = 105.25(91.5^\circ) \text{ A}$$

La intensidad total o primaria será:

$$I_1 = I_c + I_2 = 313.13(-21.59^\circ) \text{ A}$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$V_1 = V_c + \frac{Z}{2} I_1 = 136015(3.16^\circ) \text{ V}$$

Los valores de línea: $I_L = I_{\text{FASE}}$ y las tensiones serán:

$$U_L = \sqrt{3} \cdot V_{\text{FASE}} = 235584(3.16^\circ) \text{ V}$$

Hallaremos los ángulos totales: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1} = 24.75^\circ$

Comprobamos que los valores coinciden plenamente con los hallados con el método de las constantes auxiliares para el régimen de carga.

■ Régimen de vacío

Los datos de partida son los mismos que para el método anterior, es decir:

$$P_2 = S_2 = Q_2 = 0$$

$$\varphi_2 = 0^\circ$$

$$\bar{U}_2 = 220000(0^\circ)V$$

$$\bar{I}_2 = 0$$

$$\bar{V}_2 = 127017(0^\circ)V$$

$$\bar{Z} = 34.256(70.3^\circ)\Omega = (R + jX) = (11.55 + j32.25)$$

$$\bar{Y} = 7.9546 \cdot 10^{-4}(90^\circ)\text{siemens} = (G + jB) = (0 + j7.9546 \cdot 10^{-4})$$

Con estos valores, y aplicando las fórmulas dadas para este método obtendremos:

La tensión en el centro de la línea será:

$$V_c = V_2 + \frac{Z}{2} \cdot I_2 = 127017(0^\circ)V$$

Con esta tensión ya es posible obtener la intensidad que se derivara por el condensador:

$$I_c = B \cdot V_c = 101(90^\circ)A$$

La intensidad total o primaria será, recordando que $I_2=0A$:

$$I_1 = I_c + I_2 = 101(90^\circ)A$$

Siendo la tensión al principio de línea:

$$V_1 = V_c + \frac{Z}{2} I_1 = 125389.7(0.27^\circ)V$$

Los valores de línea: $I_L = I_{FASE}$ y las tensiones serán:

$$U_L = \sqrt{3} \cdot V_{FASE} = 217181(0.27^\circ)V$$

Hallaremos los ángulos totales: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1} = -89.73^\circ$

Comprobamos que los valores coinciden plenamente con los hallados con el método de las constantes auxiliares para el régimen de vacío, produciéndose efecto Ferranti.

6.5. Cálculo por el método del circuito equivalente en “II”

Vamos a aplicar este método también en los dos regímenes, carga y vacío. El circuito equivalente es el mostrado en la figura.

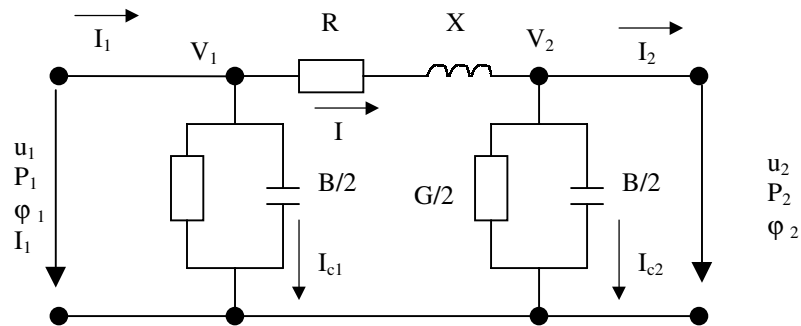


Figura nº 16. Circuito equivalente en "π" para el problema planteado.

■ Régimen con carga

Partimos como en los demás casos de unas condiciones iniciales, que son:

$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 = 140 \cdot 0.8 = 112 \text{ MW}$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi_2 = 140 \cdot 0.6 = 84 \text{ MVAR}$$

$$\bar{S}_2 = 140(36.87^\circ) \text{ MVA}$$

$$\varphi_2 = 36.87^\circ$$

$$\bar{U}_2 = 220000(0^\circ) \text{ V}$$

$$\bar{I}_2 = 367.4(-36.87^\circ) \text{ A}$$

$$\bar{V}_2 = 127017(0^\circ) \text{ V}$$

$$\bar{Z} = 34.256(70.3^\circ) \Omega = (R + jX) = (11.55 + j32.25)$$

$$\bar{Y} = 7.9546 \cdot 10^{-4}(90^\circ) \text{ siemens} = (G + jB) = (0 + j7.9546 \cdot 10^{-4})$$

Con estos datos obtendremos el valor de la intensidad que se deriva por la admitancia transversal:

$$I_{c2} = V_2 \cdot \frac{B}{2} = 50.518(90^\circ) \text{ A}$$

La intensidad que pasa por la resistencia y la reactancia de la línea es:

$$I = I_c + I_2 = 339.56(-30^\circ) \text{ A}$$

Con el valor de esta intensidad es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, ésta vendrá dada por:

$$V_1 = V_2 + (R_L + jX_L) \cdot I = 136096.5(3.17^\circ) \text{ V}$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$I_{c1} = V_1 \cdot \frac{B}{2} = 54.13(93.17^\circ) \text{ A}$$

Conocidas I_{c1} , e I , podemos hallar la intensidad en el origen:

$$I_1 = I_{c1} + I = 313.23(-21.68^\circ)A.$$

Siendo los valores de línea: $I_L = I_{FASE}$,

Y las tensiones serán: $U_L = \sqrt{3} \cdot V_{FASE} = 235726(3.17^\circ)V$

Finalmente hallamos los ángulos totales: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1} = 24.85^\circ$

Valores muy similares a los hallados con los métodos anteriores (método en "T", y método de las constantes auxiliares). Las potencias finales y el resto de parámetros ya han sido hallados en el método de las constantes auxiliares.

■ Régimen de vacío

En ese caso los cálculos se simplifican ya que no es necesario conectar la carga y por tanto la intensidad de final de línea es nula:

Si no existe carga todas las potencias tendrán valor nulo: $P_2 = Q_2 = S_2 = 0$.

Las restantes expresiones quedarán como sigue:

Ángulo final: $\varphi_2 = \varphi_{V2} - \varphi_{I2} = 0$

La intensidad final:

$$I_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} (\varphi_v - \varphi_2 = 0)$$

La intensidad que se deriva por la segunda admitancia transversal es:

$$I_{c2} = V_2 \cdot \frac{B}{2} = 50.518(90^\circ)A$$

La intensidad que pasa por la resistencia y la reactancia de la línea es igual a la intensidad anterior, ya que $I_2 = 0$:

$$I = I_c + I_2 = I_c = 51.518(90^\circ)A$$

Con el valor de ésta intensidad es posible hallar la tensión en el extremo inicial de la línea, esta vendrá dada por:

$$V_1 = V_2 + (R_L + jX_L) \cdot I = 125389(0.27^\circ)V$$

Conocido el valor de la tensión en el origen, podemos hallar la intensidad que se deriva por la primera admitancia transversal:

$$I_{c1} = V_1 \cdot \frac{B}{2} = 49.87(90.27^\circ)A$$

Conocidas I_{c1} , e I , podemos hallar la intensidad en el origen:

$$I_1 = I_{c1} + I = 100.4(90.13^\circ) A$$

Siendo los valores de línea: $I_L = I_{FASE}$

Y la tensión será: $U_L = \sqrt{3} V_{FASE} = 217180(0.27^\circ) V$

Finalmente hallamos el ángulo total inicial: $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1} = -89.86^\circ$

Valores que coinciden con los hallados por otros métodos.

Podemos observar que se produce efecto FERRANTI ya que se observa que $U_1 < U_2$. Por tanto como más larga es la línea, más importante es ese efecto.

Vemos que los tres métodos dan valores prácticamente idénticos, aconsejándose no obstante, la utilización del método de las constantes auxiliares, ya que con los otros métodos, si la línea fuese más larga, cada vez los resultados se desviarían más de los valores reales.

CAPÍTULO VI: RIESGOS ELÉCTRICOS

1. INTRODUCCIÓN

La electricidad se ha convertido en una fuente de energía indispensable en cualquier país industrializado, esto es debido tanto a su facilidad de generación, como de transporte y consumo. Pero como cualquier otro tipo de energía, encierra unos riesgos que hay que asumir mediante métodos de prevención (medidas encaminadas a evitar el peligro), o de protección (medidas para evitar las consecuencias del accidente).

En los accidentes de tipo eléctrico, interviene una cantidad de energía que se transforma. Según se produzca esta transformación, podemos clasificarlos en:

- Accidentes mediatos: cuando la energía se transforma directamente sobre las personas, causándole lesiones orgánicas, y por tanto, la electricidad es la causa directa del accidente.
- Accidentes inmediatos: cuando la electricidad desencadena un proceso energético que da lugar a un accidente de otra naturaleza, siendo por tanto la corriente eléctrica la causa indirecta.

Los accidentes eléctricos no son demasiado frecuentes, pero suelen revestir gran gravedad, es por ello que las medidas de prevención y protección han de extremarse de forma permanente. En este capítulo se detallan primeramente los efectos que se producen en un accidente eléctrico, así como los primeros auxilios a aplicar en cada caso. Seguidamente se exponen como influyen las diversas magnitudes eléctricas en un accidente eléctrico. Posteriormente se realiza un estudio de la electricidad estática, acompañado de las medidas correctoras, para finalmente exponer los dos tipos de accidentes eléctricos más usuales: contacto directo y contacto indirecto.

2. PRIMEROS AUXILIOS DELANTE DE UN ACCIDENTE DE ORIGÉN ELÉCTRICO

2.1. Introducción

Los accidentes de tipo eléctrico no son por fortuna muy numerosos, pero revisten gran gravedad, siendo ésta la causa de las rígidas y numerosas medidas de seguridad para su prevención y eliminación, evitándose de esta forma, situaciones francamente peligrosas y dolorosas.

La electricidad es tanto más peligrosa, por no avisar a nuestros sentidos: no se oye, no se huele, y no se ve. Solamente en líneas a tensiones muy elevadas es posible detectar su existencia, ya que en estas circunstancias, sí se percibe un intenso olor a ozono, así como un zumbido similar al de un enjambre de abejas, pero esto no ocurre con tensiones calificadas de medias o bajas, que por otra parte son las más accesibles y próximas a los seres humanos.

Delante de un accidente de origen eléctrico se debe actuar con rapidez, pero en la medida de lo posible, con serenidad, ya que son muchos los factores que influyen en este tipo de accidentes, siendo por tanto muy apreciada una conducta estable, para ser realmente eficaces.

Los pasos a seguir son bien concretos, formados por tres etapas básicas bien diferenciadas.

- Petición de ayuda.
- Rescate o desenganche del accidentado.
- Aplicación de los primeros auxilios para mantener a la víctima con vida hasta que llegue la ayuda médica.

2.2. Petición de ayuda

Como primera medida se debe dar la alarma, esperando que alguien acuda para ayudarnos, así como para avisar al servicio médico de urgencia y al electricista, mientras se trata de prestar auxilio al accidentado. Los accidentados de origen eléctrico suelen presentar con frecuencia quemaduras y lesiones internas graves, es importante, por lo tanto, al realizar la petición de ayuda indicar el origen eléctrico del accidente, ya que una ambulancia provista de una UCI móvil, con desfibrilador cardíaco, y posibilidad de alcalinización para las quemaduras serán de gran ayuda.

2.3. Rescate o desenganche del accidentado

Al producirse un accidente de origen eléctrico pueden ocurrir dos situaciones opuestas: qué la víctima quede pegada al elemento con tensión, o por el contrario, que la víctima sea proyectada violentamente lejos del elemento responsable del accidente.

Si la víctima ha quedado en contacto con un conductor o pieza bajo tensión, deberá ser separada del contacto como primera medida, antes de empezar a aplicarle los primeros auxilios. Para ello:

- Se cortará la corriente accionando el interruptor, disyuntor, seccionador, etc. Si la persona accidentada estaba trabajando en altura, se dispondrá de las medidas necesarias para amortiguar el golpe cuando se produzca el desenganche, estas medidas pasan por la colocación de colchones, ropa, goma, o sujetar entre varias personas una lona o manta.
- Si resultara imposible cortar la corriente o se tardara demasiado, por encontrarse lejos el interruptor, se deberá desenganchar a la persona electrizada mediante cualquier elemento no conductor (palo, tabla, silla, rama seca, etc.) con el que, a distancia, hacer presa en el cable o en el accidentado, o asiendo de la ropa estando el auxiliador bien aislado.

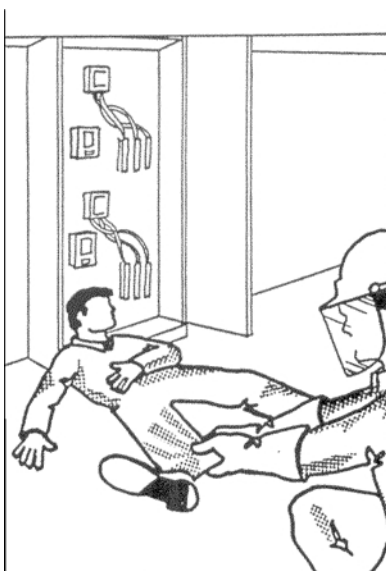


Figura nº 1. Rescate mediante desenganche del accidentado.

2.4. Aplicación de los primeros auxilios

En este apartado se dan las indicaciones básicas necesarias para mantener a la persona accidentada con vida hasta la llegada de los servicios médicos, estas medidas pasan por:

■ Reanimación

Después de un accidente eléctrico, es frecuente que se presente un estado de muerte aparente que puede ser debido a causas diferentes: shock eléctrico, quemaduras, paro respiratorio, asfixia, paro cardiovascular, fibrilación cardíaca, etc, requiriéndose en cada caso conductas diferentes.

■ Shock eléctrico.

Se trata de una pérdida transitoria del conocimiento, pero sin paro respiratorio, ni circulatorio. Los latidos cardíacos y el pulso son perceptibles, la pupila presenta un tamaño normal y la presión arterial se mantiene en unos valores normales. La forma de actuar delante de un shock, pasa por colocar al accidentado acostado sobre un lado, en posición de seguridad (decúbito lateral), controlando la respiración y el estado de la circulación sanguínea, mientras se espera la llegada de atención médica.

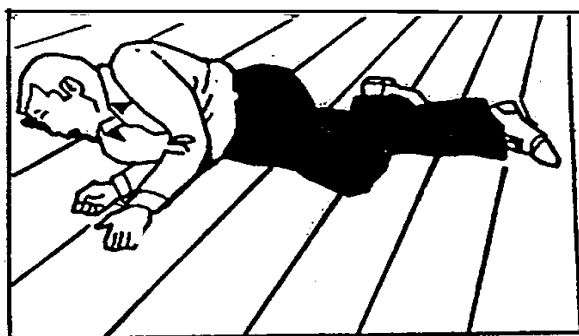


Figura nº 2. Posición de seguridad o de decúbito lateral.

Resulta imprescindible, después de una pérdida de consciencia, un reconocimiento médico general del accidentado, evitándose de esta forma posibles efectos secundarios que podrían aparecer incluso, horas después de producirse el accidente.

■ Paro respiratorio.

En este caso, además de la pérdida de conciencia se presentan otros síntomas como la falta de respiración, acompañada o no de cianosis (coloración azulada de las zonas corporales más alejadas debido a la falta de oxígeno, como pueden ser dedos, pies, labios etc.). Por el contrario, el pulso es perceptible y la pupila conserva su tamaño normal.

La forma de actuar pasa por emprender inmediatamente la asistencia respiratoria, de preferencia mediante un método bucal directo. Este método es fácil de aplicar incluso en situaciones difíciles (en lo alto de un poste eléctrico, o en la mitad del mismo, cuando se desciende al accidentado), no presentando complicaciones secundarias y permitiendo un continuo control de su eficacia. Se debe tener presente la posibilidad de problemas respiratorios posteriores al accidente, siendo necesario un examen médico posterior así como un periodo de vigilancia en centros sanitarios del accidentado.

■ Paro circulatorio.

Este es una de las consecuencias más peligrosas debidas a los accidentes eléctricos, siendo necesaria una actuación inmediata y eficaz para evitar males mayores.

A los síntomas anteriormente descritos, se suman en este caso tres signos definitorios:

- Palidez.
- Ausencia de pulsos periféricos y latidos cardíacos.
- Midriasis (dilatación de la pupila).

La consecuencia inmediata de un paro cardiovascular, es la falta de circulación de la sangre por las arterias, esta sangre compuesta por: glóbulos blancos (leucocitos, responsables de mantener a la misma en perfecto estado, evitando sus enfermedades), de glóbulos rojos (hematíes, que contienen la hemoglobina responsable del transporte del oxígeno), y plasma (masa líquida que contiene las plaquetas responsables de la coagulación, así como iones de diversas sustancias químicas), al no llegar a los órganos vitales, en especial al cerebro, ocasiona un deterioro rápido del mismo, pudiéndose considerar las lesiones producidas en el cerebro, como irreversibles al cabo de pocos minutos.

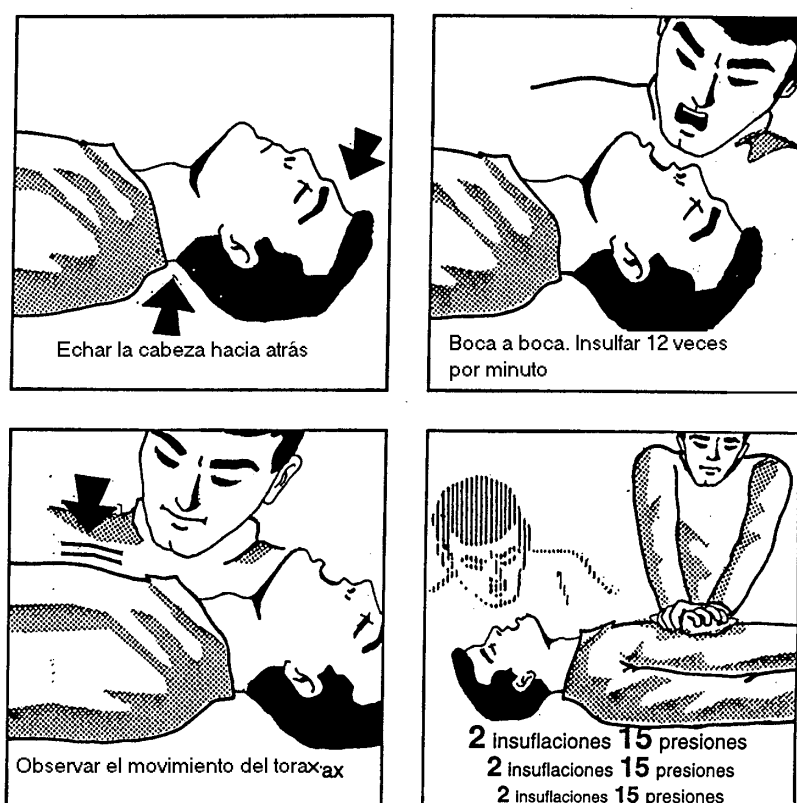


Figura nº 3. Reanimación cardiorespiratoria.

Ante esta situación, por tanto, se debe proceder de forma inmediata a la aplicación de asistencia cardíco-respiratoria, utilizando la técnica del masaje cardíaco externo, unido al método de la respiración artificial, permitiendo ambos métodos mantener una circulación sanguínea y respiratoria suficiente, a la espera de la llegada de los servicios médicos. Este es un método eficaz, pero de más difícil factura, conllevando peligros asociados si no se realiza de forma correcta, siendo por tanto interesante, que los operarios adquieran unos conocimientos mínimos de socorrismo mediante cursos o charlas que les permitan actuar con seguridad delante de un accidente laboral.

- Quemaduras.

En los accidentes de tipo eléctrico es frecuente que se produzcan quemaduras de diversa gravedad, en tal caso existen dos complicaciones que amenazan al accidentado: el Shock (producido por la

pérdida de agua con el consiguiente riesgo de deshidratación), y la infección (debida a la desaparición de la capa protectora de la piel quedando la parte lesionada expuesta a los agentes externos).

Las quemaduras de primer grado son poco profundas (afectan solo a la epidermis), pero son dolorosas, consisten en un enrojecimiento de la piel, que cura transcurridos unos diez días. En estos casos es suficiente con cubrir la parte afectada con una compresa estéril. Si no existe ya riesgo de contacto eléctrico, es conveniente sumergir la parte quemada en agua fría o bien cubrirla con compresas empapadas también con agua fría. No se debe poner nunca la parte quemada delante de un chorro de agua.

Las quemaduras de segundo grado suelen afectar tanto a la epidermis, como a las capas más superficiales de la dermis, provocando la separación de las mismas. Esta separación deja espacios libres que son ocupados por líquidos en descomposición con su característico color amarillo, formando las ampollas habituales de este tipo de lesiones. Estas ampollas desaparecen al cabo de diez días, curando las lesiones en un periodo de tres semanas. También en este caso es suficiente con cubrir la parte afectada con una compresa estéril, y siempre que no exista ya riesgo de contacto eléctrico, sumergir la parte quemada en agua fría, o bien cubrirla con compresas empapadas también con agua fría. Tampoco en este caso no se debe poner la parte quemada delante de un chorro de agua.

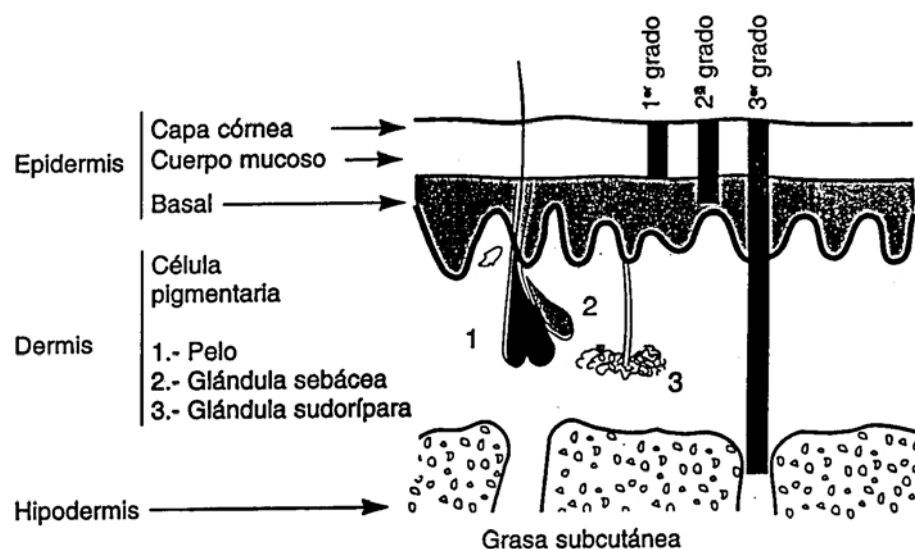


Figura nº 4. Las diversas capas que forman la piel humana con los tres grados de quemaduras.

En las quemaduras de tercer grado (quemaduras que afectan a la epidermis, dermis e incluso a la hipodermis), existe el riesgo de necrosis de la piel (destrucción de la misma con apariencia negruzca). Esta destrucción afecta en ocasiones a las terminaciones nerviosas, perdiéndose el tacto y no produciéndose dolor inicialmente. La destrucción de la piel, también ocasiona la pérdida de importantes cantidades de líquido por parte del organismo. Delante de estas quemaduras es importante detectar aproximadamente la superficie del cuerpo afectada ya que los efectos serán muy diferentes:

- Superficie afectada > 15-20 % de la superficie cutánea total: La pérdida de líquido puede producir un Shock.
- Superficie afectada > 50% de la superficie cutánea total: Las quemaduras pueden considerarse mortales.

Delante la gravedad de las quemaduras es importante el rápido traslado del accidentado a centros sanitarios que dispongan de unidades para grandes quemados: En el traslado de los mismos, resulta de gran utilidad disponer de ambulancias con sistemas de alcalinización para evitar una pérdida peligrosa de líquido por parte del organismo, aparte de desfibriladores para la reanimación cardiaca.

El arco eléctrico es uno de los principales causantes de las quemaduras. En estos casos la ropa del accidentado suele arder, y el método de ayuda a seguir será el siguiente:

Apagar las llamas sofocándolas con una manta, arena o cualquier otro material incombustible. Nunca utilizar agua, ya que ésta es conductora.

No desvestir nunca al quemado, ya que las ropas pueden hallarse adheridas a la piel, corriéndose el riesgo de arrancarla.

Si las ropas son de tejido sintético y siguen ardiendo, deben mojarse con agua frecuentemente, después de haber retirado al accidentado de la zona de peligro y de asegurarnos que no existe riesgo de contacto eléctrico. Un cable eléctrico en tensión cercano al accidentado junto con el agua utilizada por los auxiliares, puede representar un peligro importante de electrocución si llegan a entrar en contacto.

- Transporte del accidentado.

En todos los casos en que se haya observado un estado de muerte aparente, aunque sea de corta duración, es necesario hospitalizar al accidentado al objeto de que sea sometido a un detenido examen médico.

Asimismo en los casos en que el accidentado haya sufrido quemaduras, exceptuando las insignificantes, debe ser enviado a un centro asistencial especializado en el tratamiento de quemados. Esto implica, como es lógico, que el socorrista sepa apreciar la importancia de las mismas, (regla de los nueve).

El transporte del electrocutado hacia un centro hospitalario deberá ser rápido y seguro, por ello, siempre que sea posible, será realizado por personal asistencial especializado. De esta forma se puede seguir con la reanimación durante el viaje, aplicar medios de reanimación más elaborados, o efectuar una desfibrilación después del control electrocardiológico, aparte es posible que sea necesario realizar una rehidratación y alcalinización en caso de trayecto largo, si el accidentado sufre quemaduras.

3. EFECTOS DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA SOBRE EL ORGANISMO HUMANO

3.1. Generalidades

La energía eléctrica, en su forma de corriente continua o alterna, al circular por el cuerpo humano, produce diversos efectos sobre el organismo, como consecuencia de los cuales los órganos y sus mecanismos de funcionamiento se ven seriamente alterados, llegando a su total inhibición. Son también diferentes los efectos que produce la electricidad si se trata de alta tensión o de baja tensión. En alta tensión los órganos quedan totalmente destruidos, mientras que en baja tensión se produce un mal funcionamiento o parada de los mismos, pero normalmente sin llegar, a su destrucción.

Los efectos fisiológicos que la corriente eléctrica produce al circular por el organismo, dependen de diversos factores, entre los más importantes podemos destacar:

- Intensidad de corriente.
- Tiempo de contacto.

- Tensión y resistencia del organismo.
- Presión de contacto.
- Superficie de contacto.
- Frecuencia de la corriente.
- Recorrido de la corriente y naturaleza del accidentado.
- Otras condiciones fisiológicas. (Edad, estado físico, etc).

3.2. Influencia de la intensidad de corriente

La intensidad de corriente es el principal efecto eléctrico que se produce sobre el cuerpo humano, es además la causante del mal funcionamiento de los diversos órganos al producirse un accidente.

Considerando el cuerpo humano como una resistencia eléctrica, la intensidad que recibe un accidentado depende de la tensión y de su resistencia, de acuerdo con la ley de Ohm:

$$\text{Intensidad} = \frac{\text{Tensión}}{\text{Resistencia}}$$

Por tanto, cuando mayor sea la tensión, mayor será la intensidad, siempre que haya suficiente potencia de alimentación. Voltajes considerados como de baja tensión, 220 V o 380 V, pueden producir intensidades que provocan la electrocución.

La intensidad actúa de diferente forma dependiendo si nos encontramos con baja tensión, donde es la principal causa de los accidentes, de sí nos encontramos con media o alta tensión, donde es el voltaje pasa a ocupar el primer lugar entre las magnitudes peligrosas.

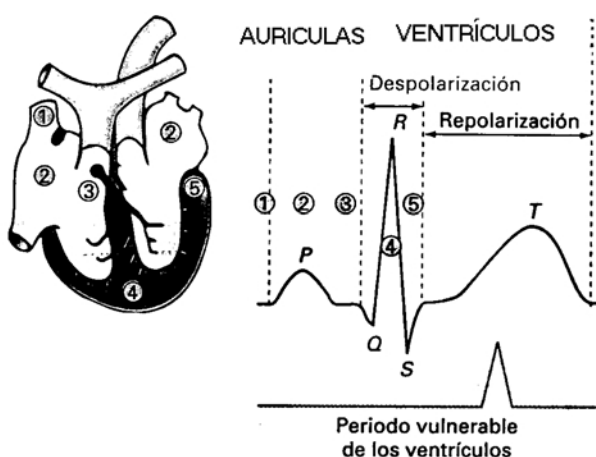


Figura nº 5. Periodo vulnerable de los ventrículos del corazón.

Los efectos fisiológicos producidos por la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano, en situaciones normales para personas adultas con un peso mínimo de 50 Kg, suponiendo que la corriente circula de brazo a brazo, o de brazo a pie, y para frecuencias de 50/60 Hz, son los siguientes.

- Hasta 2 mA:
 - La corriente eléctrica prácticamente no llega a notarse, solo una pequeña sensación de dolor nos avisa de su existencia. Mano adormecida.
- De 2 a 10 mA:
 - Movimientos reflejos musculares (calambres). La corriente eléctrica provoca dolor intenso, pero somos capaces de soltarnos sin problemas del elemento en tensión.
- De 10 a 25mA.
 - Hacia los 15mA (umbral de tetanización), se inicio la tetanización de las extremidades (manos, brazos, y piernas) pero todavía es posible soltar los objetos que se tienen asidos en tensión. Hacia los 20mA, la tetanización es más completa afectando al aparato respiratorio, aumentando la presión arterial y sufriendo contracciones de brazos. Se producen quemaduras de primer grado (afectan a la epidermis, enrojecimiento de la piel y son dolorosas).
- De 25 mA a 40 mA:
 - La tetanización es ya prácticamente total.
 - Paros respiratorios continuos; a partir de 4 segundos, se produce asfixia y cianosis.
 - Inicios de paros cardiacos intermitentes.
 - Quemaduras de segundo grado, (afectan a la epidermis y dermis, enrojecimiento de la piel, ampollas, son también muy dolorosas).
- Superior a 40 m A.
 - Todos los síntomas anteriores, más fibrilación ventricular.
 - Quemaduras de tercer grado, (afectan a la epidermis y dermis, más la hipodermis, se produce necrosis de la piel, caída del vello, pérdida de la sensibilidad, etc. No suelen ser dolorosas al estar destruidas las terminaciones nerviosas).

3.3. Influencia del tiempo de contacto

La norma CEI 479-2 (Comisión Electrotécnica Internacional) ha establecido unas curvas que delimitan las distintas zonas de peligro de la corriente eléctrica en función del tiempo.

El diagrama corresponde al efecto del paso de la corriente eléctrica alterna de 50 Hz, a través de las extremidades del cuerpo humano con un peso superior a los 50 Kg, y en el cual se puede apreciar que los riesgos en el interior de cada zona se agravan en función de la intensidad de corriente y del tiempo de circulación de ésta. En este gráfico se pueden observar cuatro zonas bien delimitadas.

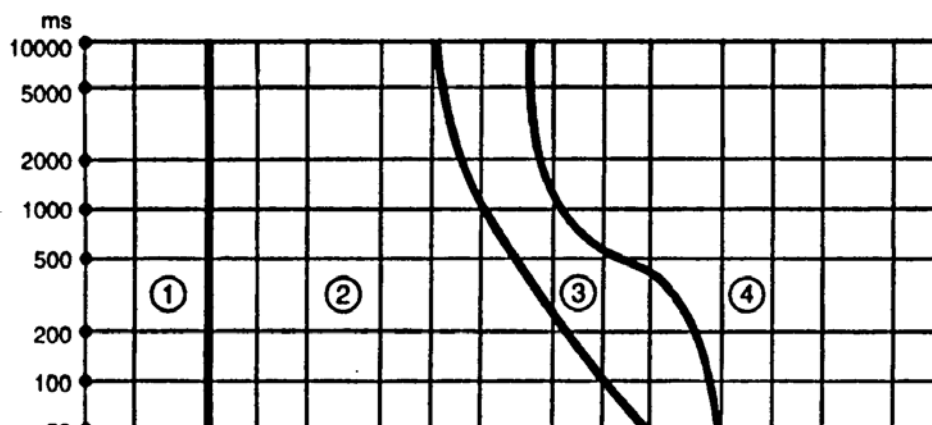


Figura nº 6. Norma CIE 479-2. Zonas de peligro para la corriente eléctrica.

- Zona 1. No aparece ninguna reacción. Esta curva es independiente del tiempo y esta limitada por la intensidad de 0.5mA.
- Zona 2. La corriente se nota produciendo cosquilleo e incluso dolor, pudiendo el sujeto soltarse del electrodo. Generalmente no es de esperar ningún efecto fisiológico patológico. Esta zona esta delimitada por una curva que obedece a la expresión $I_m = 10 + 10/t$, a esta curva se le denomina Curva de Seguridad.
- Zona 3. No presenta habitualmente riesgo de fibrilación ventricular, aunque si existe la posibilidad de asfixia, tetanización, quemaduras etc. Esta zona esta delimitada por una curva como se expresa en el gráfico.
- Zona 4. En esta zona existe riesgo de fibrilación ventricular, aparte de los riesgos añadidos de las zonas anteriores.

Los riesgos en el interior de cada zona se agravan en función de la intensidad de corriente y del tiempo de circulación de esta. Es importante también destacar que la protección que nos ofrece los interruptores diferenciales de alta sensibilidad (30mA), no es suficiente para prevenir por completo la fibrilación ventricular, siendo necesario delimitar también el tiempo de contacto a 50ms.

Los efectos de la corriente continua son, generalmente, como cuatro veces menos peligrosos que los efectos de la corriente alterna de 50 Hz, en igualdad de tensión e intensidad. Es sin embargo importante tener en cuenta los fenómenos electrolíticos que, sobre el cuerpo humano, puede originar la corriente continua debido a que el plasma sanguíneo incorpora iones de potasio, sodio etc., sensibles a las corrientes que no cambian de sentido, produciéndose la descompensación química del organismo.

3.4. Influencia de la tensión y resistencia del organismo

La influencia de la tensión se manifiesta por cuando de ella depende la intensidad de la corriente que pasa por el cuerpo, ya que:

$$I = \frac{V}{R} = \frac{\text{Tensión}}{\text{Resistencia}}$$

Por tanto, cuanto mayor sea la tensión, mayor podrá ser el valor de la corriente eléctrica, es decir, con una tensión de 380 V hay más peligro que con una tensión de 220 V, pero pueden producirse efectos desconcertantes. La tensión también actúa haciendo disminuir el valor de la resistencia del cuerpo humano, volviendo a incrementar el valor de la intensidad.

Para una tensión fija aplicada al cuerpo humano, la corriente que circula depende de la resistencia que presenta el organismo. Sin embargo ésta es muy variable y depende de multitud de circunstancias, tanto internas como externas, tales como:

- Condiciones fisiológicas y estado de la piel.
- Tensión de contacto.
- Espesor y dureza de la piel.
- Presión de contacto.
- Superficie de contacto.
- Recorrido de la corriente por el cuerpo.
- Estado fisiológico del organismo.

La piel es el órgano que aísla al cuerpo humano del medio exterior, y en especial de la electricidad, ya que es mala conductora. Así, delante de una corriente continua, la piel opone mayor resistencia que ante una corriente alterna, esto es debido a que la piel (conjunto epidermis-dermis) se comporta como un condensador delante de corrientes continuas, impidiendo y retrasando el paso de la corriente hacia el interior del cuerpo humano. En corriente alterna, al variar la intensidad de forma senoidal, este efecto no se produce, resultando que intensidades totalmente tolerables en corriente continua, provocan la electrocución en corriente alterna.

Una piel rugosa y seca puede ofrecer una resistencia cercana a los 50 000Ω, mientras que una piel fina y húmeda por el sudor o por el agua, puede presentar una resistencia de 1000Ω. La resistencia de los tejidos internos es muy pequeña, unos 500Ω, debido a que están impregnados de líquidos conductores y sustancias químicas, siendo indiferente la longitud del camino recorrido. Estas diferencias tan significativas determinan que, tensiones de 220V, sean perfectamente pasables delante de pieles en extremo rugosas, provocando simplemente molestias, y por el contrario esta misma tensión es más que suficiente, delante de pieles normales, para producir la electrocución

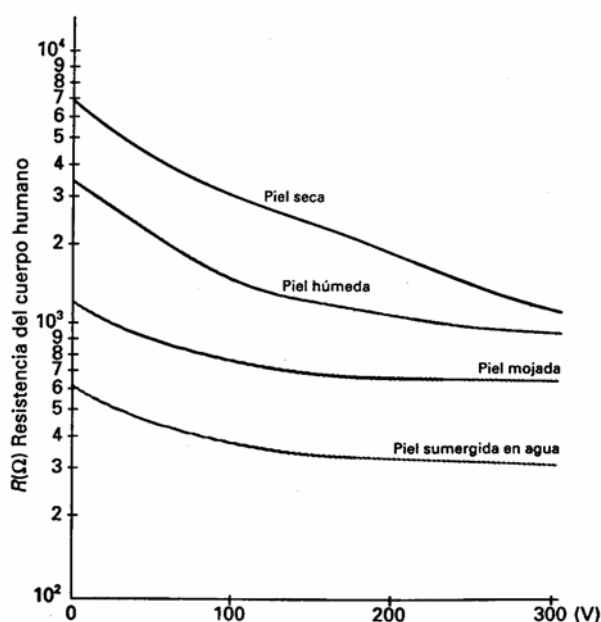


Figura nº 7. Variación de la resistencia humana en función de la tensión y de la humedad.

En cuanto a la presión de contacto, cabe decir que a más presión, mejor paso de la energía eléctrica, por eliminarse espacios entre la piel y el objeto con tensión, aumentando la gravedad del accidente.

También cabe destacar, en lo referente a la superficie de contacto, que a más superficie de contacto menor densidad de corriente y por tanto menos quemaduras y perforación de la piel. Por el contrario, sí el contacto es puntiforme, la densidad de corriente aumenta enormemente, produciéndose quemaduras que acaban por perforar la piel y permitiendo el paso de la intensidad hacia los órganos vitales.

El valor de la resistencia del cuerpo varía según la tensión que se aplica al mismo. Este efecto es debido a que al aumentar la tensión, aumenta la posibilidad de quemaduras con la consiguiente

perforación de la piel. Cada punto perforado, representa un camino sencillo para el paso de la corriente, resultando disminuida en cierta medida la resistencia del cuerpo humano.

Es difícil precisar de forma concreta la resistencia del cuerpo humano, que como hemos visto, depende de muchas variables, pero considerando largas series de ensayos se pueden adoptar unos valores aproximados que se toman como referencia. Estos valores varían también con la humedad, adoptándose en termino medio los siguientes:

- Resistencia de la piel en ambientes secos: 5000Ω .
- Resistencia de la piel en ambientes húmedos: 2400Ω .
- Resistencia de la piel en ambientes muy húmedos o mojados: 1200Ω .

Considerando como valor de la corriente completamente seguro para no sufrir alteraciones fisiológicas, los 10mA, resultarán unas tensiones de seguridad:

- Ambientes Secos: $V_s = R \cdot I = 5000 \cdot 10e^{-3} = 50V$.
- Ambientes Secos: $V_s = R \cdot I = 2400 \cdot 10e^{-3} = 24V$.
- Ambientes Secos: $V_s = R \cdot I = 1200 \cdot 10e^{-3} = 12V$.

3.5. Influencia de la frecuencia de la corriente

Hemos visto que los efectos de la corriente eléctrica alterna a 50/60Hz, son como cuatro veces más peligrosos que los producidos por la corriente continua a igualdad de valores. ¿Quiere esto decir que a medida que se aumenta la frecuencia, aumenta la gravedad de los accidentes?. La respuesta es, no, al contrario a medida que aumentamos la frecuencia, una vez sobrepasado este nivel, disminuye la peligrosidad de la misma, de forma que a frecuencias superiores a los 100.000Hz, las tensiones bajas (220V o 380V) solo producen quemaduras.

Para entender esta curva de peligrosidad eléctrica en función de la frecuencia, se debe recurrir al Efecto Pelicular, que se daba en las líneas de transporte de energía eléctrica. Este efecto producía un aumento de la resistencia eléctrica en el interior de los cuerpos con respecto a la que ofrecía la periferia, obligando a que los electrones (intensidad) se situarán en la superficie, impidiendo su circulación por el interior.

Aunque el cuerpo humano no es un buen conductor, también sufre este efecto a frecuencias altas, resultando que la intensidad no penetra hacia el interior del mismo, y por tanto impidiendo que esta afecte a los órganos vitales internos, no produciéndose electrocución con tensiones bajas. Este es el caso de la corriente eléctrica a alta frecuencia (aparatos electroquirúrgicos o electrobisturíes), los cuales funcionan a 450.000Hz con tensiones que a frecuencias bajas serían mortales, no produciéndose en el organismo más efecto que el calentamiento de los tejidos, por efecto Joule.

En resumen la frecuencia más peligrosa para los seres vivos, esta precisamente alrededor de los 50 o 60Hz, es decir la frecuencia utilizada en todo el mundo. Si aumentamos la misma disminuye su peligrosidad, y si la disminuimos (corriente continua), también se disminuye sus efectos negativos.

3.6. Influencia del recorrido de la corriente

La corriente eléctrica es inversamente proporcional a la resistencia, aumentando ésta con la longitud.



Figura nº 8. Diversas trayectorias de la corriente eléctrica a través del cuerpo humano.

Es por este motivo que la corriente eléctrica siempre seguirá la trayectoria más fácil, es decir, normalmente la más corta entre dos puntos consecutivos de contacto. Se debe también recordar que, es la corriente eléctrica la máxima responsable de la gravedad de los accidentes de origen eléctrico.

Evidentemente, los accidentes serán mucho más graves si en el trayecto de la corriente están órganos vitales como los pulmones, corazón o cerebro, (trayecto normal cuando se produce un contacto mano-mano, o mano-pie), que si se produce entre dos de los dedos de la mano, puestos en los contactos de una toma de corriente. En el primer caso, y si la intensidad y el tiempo son suficientes, se producirá la electrocución, mientras que en el segundo caso, generalmente, todo se reducirá a un calambre y una quemadura en los dedos.

3.7. Capacidad de reacción

Existen finalmente, otros factores que influyen en la gravedad de los accidentes de origen eléctrico, estos factores dependen en gran medida de las características o condiciones físicas y psíquicas del accidentado. Entre estas podemos enumerar:

- Estado físico y psicológico.
- Nerviosismo o excitación.
- Problemas cardiacos.
- Edad, (la electricidad se soporta mejor entre los 20 y 50 años).
- Grado de alcohol, (afecta de forma muy negativa).
- Dormido o despierto, (una persona dormida soporta prácticamente el doble de electricidad que una persona despierta).
- Fatiga, sueño, etc. (perjudican la resistencia frente a la electricidad).

En definitiva, las personas sanas disponen de gran resistencia física delante de los accidentes de origen eléctrico, mientras que las personas de constitución débil suelen resultar mejores conductores de la corriente eléctrica y por tanto más perjudicadas.

3.8. Conclusión

Lo decisivo en baja tensión, con frecuencias de 50/60 Hz, para que se produzca la electrocución, es que desaparezca nuestro escudo protector que es la piel. Esto se pone de manifiesto en accidentados con la piel mojada o con las típicas marcas eléctricas donde la piel ha sido afectada o destruida.



Figura nº 9. Efectos eléctricos en el pulgar de la mano izquierda.

Se comprueba que los efectos fisiológicos dependen de la cantidad de electricidad que puede circular por el organismo, para una tensión fija. En el caso de que la tensión varíe, lo definitivo en el accidente será la energía que pueda atravesar al accidentado.

4. LA ELECTRICIDAD ESTÁTICA

4.1. Generación y efectos

La electricidad estática es inherente al mundo en el que vivimos, la atmósfera contiene cargas eléctricas. Estas cargas depositadas en según que materiales pueden llegar a acumularse formando potenciales elevados capaces de producir chispas. La electricidad estática se genera por frotamiento o puesta en contacto y separación de dos sustancias o materiales diferentes, o como consecuencia del movimiento de personas u objetos. Andar sobre alfombras o moquetas, roces de objetos y otros fenómenos, son fuentes de cargas estáticas.

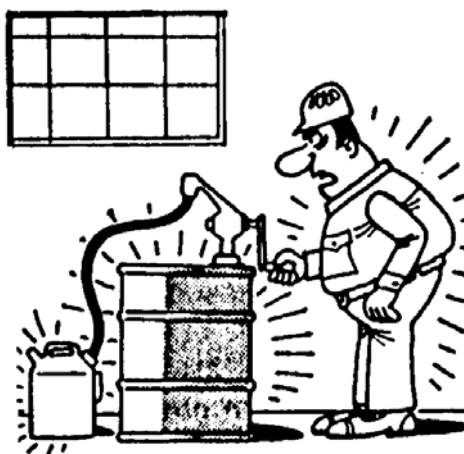


Figura nº 10. Electricidad estática debida a la acumulación de cargas en el depósito.

Estas acumulaciones se pueden producir en la práctica industrial de muchas formas: el transporte de líquidos inflamables en camiones cisterna, el llenado y vaciado de depósitos tanto de sólidos como de líquidos o gases, industrias textiles, rotativas en industrias papeleras, el rodaje de vehículos, el golpear con un martillo una superficie, las correas o poleas en funcionamiento etc., siendo capaces de generar cargas eléctricas estáticas en las personas y en las instalaciones que pueden alcanzar tensiones de hasta 80.000 voltios.

El efecto de las cargas estáticas sobre las personas no es peligroso, caracterizándose la electricidad estática por sus intensidades de valor despreciable, debido a que prácticamente no existe potencia, aunque la tensión se eleve a miles de voltios. Por este motivo, los accidentes debidos a cargas estáticas son producidos más por efectos indirectos a las mismas (caídas de personas que estaban trabajando en altura, debidas al sobresalto o molestia de un chispazo), que a la peligrosidad que en sí misma estas encierran. Los accidentes producidos por cargas estáticas aumentan en número y peligrosidad cuando el sujeto es nervioso o esta debilitado.

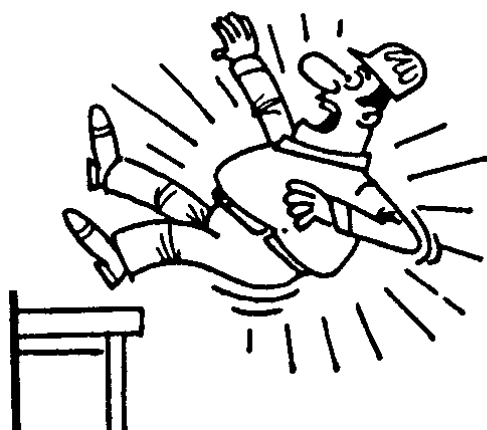


Figura nº 11. Caída accidental debida al sobresalto provocado por la electricidad estática.

El auténtico riesgo que presentan las carga estáticas es la producción de chispas, que mientras en ambientes normales pasan inadvertidas o solo provocarán ligeras molestias, pueden provocar incendios y explosiones cuando en el ambiente están presentes polvos, gases o vapores inflamables o explosivos.



Figura nº 12. Chispa producida por la acumulación de cargas estáticas.

En principio, es imposible impedir la generación de electricidad estática, pues este fenómeno es inherente al movimiento y contacto de los distintos materiales, aunque sí pueden evitarse sus efectos peligrosos, impidiéndose la acumulación de estas cargas. En este principio se basan las medidas de protección y prevención frente a esta energía, evitar que los potenciales eléctricos alcanzados por la acumulación de estas cargas nunca excedan al valor capaz de producir chispas.

4.2. Medidas generales de protección

■ Interconexión y puesta a tierra

Este es uno de los métodos más eficaces a la hora de limitar las acumulaciones de cargas eléctricas estáticas, para ello se deben conectar entre sí, y a tierra, todas las superficies de los equipos, conjuntos o procesos, sobre los cuales habitualmente se producen acumulaciones de cargas. Así se consigue que las cargas puedan eliminarse, de las superficies de los objetos, a medida que se van formando, impidiendo por tanto, las acumulaciones peligrosas.



Figura nº 13. Puesta a tierra de las masas metálicas para impedir la acumulación de cargas.

■ Control de la humedad ambiental

En los materiales que no son buenos conductores, las cargas estáticas tienen tendencia a permanecer estacionarias en la vecindad del lugar donde se generaron. Sin embargo, en la mayoría de materiales, las acumulaciones pueden evitarse si existe sobre la superficie una película conductora que descargue la energía a tierra, ésta película puede ser la humedad. Cuando ésta es alta, se adhiere a la superficie, y el problema de la electricidad estática es notablemente menor que cuando la humedad es baja.

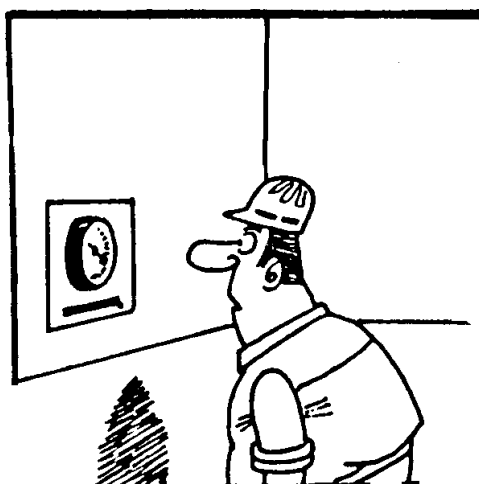


Figura nº 14. En ambientes inflamables se necesita por lo menos un 60% de humedad.

El nivel de humedad deseado puede obtenerse mediante humidificadores de ambiente especiales, o inyectores de vapor, colocados en calentadores con ventilador de impulsión, siendo recomendable que en ambientes inflamables esta humedad no sea inferior al 60%.

■ Incremento de la conductividad eléctrica de los materiales, las máquinas y los elementos manipulados

Se está desarrollando el empleo de sprays con sustancias antiestáticas para aplicar sobre suelos, moquetas, tejidos, muebles, máquinas, etc., de forma que se aumente la conductividad de los materiales y así se impida la acumulación de cargas eléctricas sobre ellos. Este es un campo con gran futuro, pero no está aún suficientemente desarrollado. El principal inconveniente radica precisamente en la corta duración de las propiedades antiestáticas de los sprays, por lo que resulta indispensable su aplicación continuada, repercutiendo negativamente en el coste final del método.

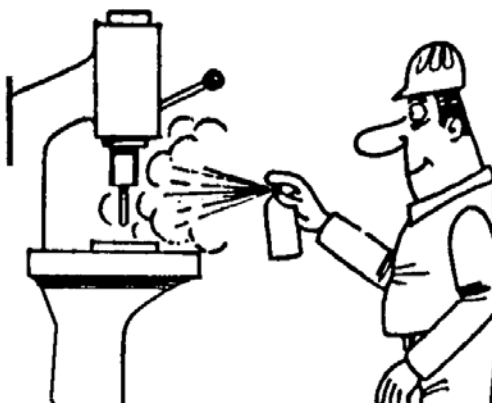


Figura nº 15. Incremento de la conductividad mediante el empleo de sprays antiestáticos.

■ Ionización de la atmósfera

En el caso de que no sea posible disipar por otros medios las cargas estáticas acumuladas en los materiales, se puede intentar ionizar la atmósfera que los circunda, ya que el aire no es buen conductor de la electricidad, sobretodo si está seco, pero cuando se ioniza, adquiere la conductividad suficiente para impedir la acumulación de estas cargas.

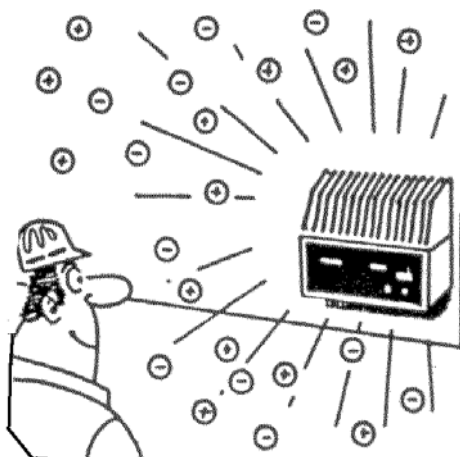


Figura nº 16. Incremento de la conductividad mediante el empleo de sprays antiestáticos.

El proceso empleado se denomina “ionización del aire”, consistente en suministra una abundante provisión de iones positivos o negativos al aire que se encuentra entre el neutralizador y el material cargado electrostáticamente, adquiriendo así, la conductividad suficiente para impedir la acumulación de cargas estáticas y evitar posibles chispas peligrosas en ambientes con riesgo de explosión o incendio.

4.3. Cargas electroestáticas de las personas

Las personas pueden, de la misma forma, cargarse electrostáticamente debido al roce de ciertos materiales o a la influencia de campos eléctricos o magnéticos. La ropa con una conductividad baja favorece el fenómeno, y la proximidad de objetos cargados eléctricamente puede producir cargas estáticas sobre el cuerpo humano. En cualquier caso, para ello es necesario que la persona esté aislada eléctricamente de tierra, ya sea mediante un calzado apropiado no conductor (goma, plástico, etc.), o bien por qué se mueva sobre un suelo aislante.



Figura nº 17. Las personas también pueden cargarse electrostáticamente.

La carga que se acumula sobre el cuerpo humano puede llegar a ser tan elevada que al acercarse a un objeto conductor (estantería metálica, o cualquier pieza metálica), puede saltar una chispa entre ésta y la persona. Este efecto no tendría más trascendencia que la molestia de la chispa en un ambiente normal, pero puede llegar a ser muy peligroso en ambientes inflamables o explosivos.

■ Materiales y prendas de protección electrostática para las personas

Esta medidas son necesarias para evitar que las personas sean fuente de chispas electrostáticas en procesos en los que materias o sustancias inflamables o explosivas estén presentes. Nunca debe olvidarse que la protección individual de las personas es una medida complementaria de seguridad, y por tanto, añadida a todas las medidas técnicas indicadas anteriormente como son: la puesta a tierra e interconexión de elementos metálicos, control de la humedad ambiental, ionización de la atmósfera, utilización de sprays, etc.

■ Calzado conductor y suelos antiestáticos.

El uso de zapatos con suela conductora, combinado con la utilización de suelos asimismo conductores (como por ejemplo el cemento antichispas, oxiclورو de magnesio, losetas de asfalto conductor, plaquetas de goma conductora), en las zonas donde se manejan sustancias peligrosas, son los medios más comunes para evitar la acumulación de cargas estáticas sobre las personas que, en un momento dado, podrían generar chispas peligrosas.



Figura nº 18. Calzado conductor unido a un suelo aislante.

Es importante recordar que un zapato conductor unido a un suelo aislante, o viceversa, no tiene ninguna efectividad, ya que se interrumpe el paso de las cargas a tierra, perdiendo el método toda efectividad, siendo por tanto completamente necesario el concurso de las dos medidas.

- Ropa de trabajo.

En el caso de que existan atmósferas muy inflamables o explosivas, es necesario evitar el uso de prendas confeccionadas con ciertas fibras como rayón, lana, seda, nailón, poliésteres, etc., sustituyéndolas por otras de algodón (que aunque no sea buen conductor, absorbe muy bien la humedad), o por otras de algodón con entramados de fibra de carbono (la fibra de carbono es ya una buena conductora) complementándose así las medidas adoptadas anteriormente (zapatos y suelos conductores).



Figura nº 19. El empleo de prendas de algodón permite disminuir el peligro de cargas.

- Guantes conductores.

Cuando sea necesario el empleo de guantes en zonas con peligro de ignición, éstos deberán ser conductores para evitar que un objeto conductor (herramienta) que se sujeta con la mano pueda acumular cargas.



Figura nº 20. El empleo de guantes conductores, unido a las demás protecciones, aseguran una continua descarga hacia tierras.

Siempre debe existir continuidad hasta tierra (en este caso desde la herramienta sujeta con la mano), por este motivo, para que los guantes conductores sean realmente efectivos deberán acompañarse de las ropas, zapatos y suelos conductores correspondientes.

5. TIPOS DE ACCIDENTES ELÉCTRICOS

Los accidentes eléctricos son debidos a contactos de personas con que partes o máquinas en tensión, atendiendo a la forma en que se producen estos contactos podemos dividirlos en dos grandes grupos:

- Contacto directo.
- Contacto indirecto.

5.1. Contacto eléctrico directo

El Reglamento Eléctrico para Baja Tensión (REBT), define al contacto directo como: el contacto de personas con partes activas de los materiales y equipos, entendiéndose como partes activas: al conjunto de conductores y piezas conductoras bajo tensión en condiciones normales de funcionamiento.

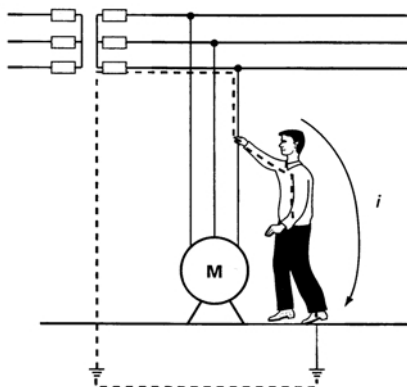


Figura nº 21. Contacto eléctrico directo con un conductor activo.

Siguiendo esta definición se producirá un contacto eléctrico directo en los siguientes supuestos:

- Contacto directo con dos conductores activos de una línea: este es el más peligroso de todos los accidentes ya que dos manos, por ejemplo, entran en contacto con sendas líneas en tensión, y

por tanto la persona se halla sometida a la tensión existente entre las dos fases. La corriente eléctrica, en estos casos, suele seguir una trayectoria a través del tórax, pudiendo provocar la electrocución del accidentado.

- **Contacto directo con un conductor activo de una línea y masa o tierra:** es necesario para producirse este accidente que el circuito se cierre a través del neutro de un transformador, por ejemplo. El accidentado queda sometido a la tensión simple, es decir la tensión de línea dividida por $\sqrt{3}$, siendo por tanto menos peligroso que el anterior. Si la corriente, en su trayectoria, atraviesa el corazón u otro órgano vital, puede llegar a paralizarlos.
- **Contacto directo por descarga inductiva:** este es el único caso en el cual se produce un accidente eléctrico sin llegar a existir contacto entre el accidentado y las partes conductoras. Todo ocurre por la proximidad de una línea con tensión elevada a un elemento conductor, (una grúa o camión, por ejemplo), si la distancia es lo suficientemente pequeña se superará la tensión disruptiva del aire, volviéndose éste conductor, y cerrándose por tanto el circuito eléctrico.

No se producirá accidente eléctrico si no circula corriente, y está no puede circular si no existe un circuito cerrado, por tanto para que un contacto simple (línea-tierra o masa) resulte peligroso es necesario que el neutro del transformador, o generador este puesto a tierra. Otra posibilidad es que sin estar el neutro del transformador puesto a tierra, por una avería de la instalación, alguna parte de la misma tenga contacto con tierra.

La fórmula que nos permite obtener la intensidad que circulará por el cuerpo humano delante de un contacto directo es:

$$I_c = \frac{U_c}{R_c}$$

Donde: I_c = corriente que pasa por el cuerpo en A..
 U_c = tensión de contacto en V.
 R_c = resistencia del cuerpo humano en Ω .

5.2. Protección contra contactos directos

Las medidas de protección contra contactos directos se basan en:

■ **Protección completa:**

- Protección por aislamiento.
- Protección por barreras o revestimientos.

■ **Protección parcial**

- Protección por obstáculos.
- Protección por distancias de seguridad.

■ **Protección adicional**

- Protección por interruptores diferenciales de alta sensibilidad. (10mA, o 30mA).

5.3. Contacto indirecto

El Reglamento Eléctrico para Baja Tensión (REBT), define al contacto indirecto como: el contacto de personas con masa puesta accidentalmente bajo tensión, que en condiciones normales de funcionamiento estarían libres de ella, entendiéndose como masa o tierra: al conjunto de conductores y piezas metálicas sin energía eléctrica y por tanto no presentan tensión en condiciones normales de funcionamiento.

Siguiendo esta definición se producirá un contacto eléctrico indirecto cuando se entre en contacto con una parte metálica, y por tanto conductora, la cual no debería estar en tensión (carcasa de una máquina eléctrica, tuberías, radiadores, marcos metálicos de puertas o ventanas, etc.). Estas partes metálicas están de forma accidental bajo tensión, normalmente por un fallo en el aislamiento de los conductores, debido a una gran sobrecarga o a un fallo de fabricación, por ejemplo.

En el contacto indirecto, al contrario que en el contacto directo, el sujeto siempre estará sometido a una tensión inferior a la de la línea, esta tensión vendrá determinada por las siguientes fórmulas:

$$I_d = \frac{U_{línea}}{(R_{tierras} + R_{aparato})}$$

$$U_c = R_{total} \cdot I_d$$

$$I_c = \frac{U_c}{R_c}$$

Donde: I_d = corriente de defecto en A.

U_c = tensión de contacto en V.

I_c = corriente que pasa por el cuerpo en A..

R_c = resistencia del cuerpo humano en Ω .

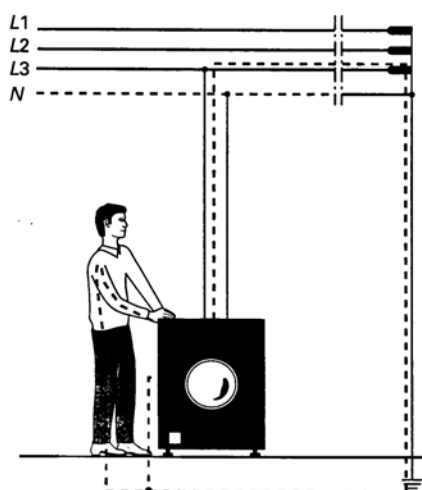


Figura nº 22. Contacto eléctrico indirecto con una masa puesta accidentalmente en tensión.

Las tensiones de contacto indirecto deben eliminarse en un tiempo tanto más corto, cuanto más elevado sea su valor.

5.4. Protección contra contactos indirectos

Las medidas de protección contra contactos indirectos se basan en:

- Las tensiones máximas admisibles en contactos accidentales son las descritas a continuación:
 - Locales secos; $U_{max} = 50V$.
 - Locales húmedos; $U_{max} = 24V$
 - Locales sumergidos; $U_{max} = 12V$.
- Por corte interruptor diferencial (ID).
- Por aislamiento de protección.
- Por conexión equipotencial (local sin tierra).
- Por separación de circuitos.

CAPÍTULO VII. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

1. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

1.1. Introducción

Todos los circuitos, cables y aparatos deben protegerse inexcusablemente, por imperativo legal, contra los efectos perjudiciales de las sobrecargas y los cortocircuitos. El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en sus instrucciones MI.BT020 y MI.BT021, así lo establece.

Esta protección se realizará mediante dispositivos que sean capaces de producir la desconexión del circuito en un tiempo apropiado, cuando la intensidad supere un valor preestablecido.

Los dispositivos previstos en el Reglamento, capaces de cumplir esta función son:

- Protección contra sobrecargas.
 - Interruptores automáticos con relé térmico.
 - Fusibles de características y calibre apropiados.
- Protección contra cortocircuitos.
 - Interruptores automáticos con relé magnético.
 - Fusibles de características y calibre apropiados.
- Protección contra contactos a tierra.
 - Dispositivos diferenciales.

1.2. Protecciones contra sobrecargas. Relé Térmico

Se entiende que un circuito está afectado por una sobrecarga, cuando los valores de sus intensidades alcanzan valores más elevados que las correspondientes a su valor nominal, pero sin exceder demasiado de él (de $1.1I_n$ a $3I_n$), aparte, no se producen de forma instantánea, permitiendo al circuito adaptarse a los cambios. No son por tanto demasiado perjudiciales, siempre que su duración no permita que se alcancen temperaturas inadmisibles en los aislantes de los circuitos. Es más para una correcta utilización de las instalaciones y máquinas es bueno que los dispositivos de seguridad permitan en cierto modo, y durante un tiempo determinado, estas sobrecargas, evitándose así, desconexiones indebidas que perjudicarían el normal funcionamiento del arranque de motores, por ejemplo.

Esto implica que el dispositivo de protección contra sobrecargas sea inteligente, es decir, que permita el paso de intensidades bajas durante un cierto tiempo y en cambio, con intensidades peligrosas actúe con rapidez. A estos dispositivos se les denomina de tiempo-dependiente o característica térmica inversa, ya que, a mayor temperatura (mayor intensidad) el tiempo de disparo decrece. Normalmente, el dispositivo mide el calentamiento indirectamente mediante el control de la intensidad que recorre el circuito.

La curva de disparo del relé se puede observar en la figura nº 1, en ella se aprecia:

- Los ejes se gradúan normalmente en: ordenadas (logaritmo de tiempo) y abscisas (relación entre intensidades).

- El valor inicial de disparo (intensidad de arranque), coincide con un 10% o 15% superior al valor de la intensidad nominal, lo que permite evitar disparos indebidos por pequeñas sobrecargas completamente normales en el funcionamiento habitual de una instalación.
- La curva sigue una trayectoria descendente exponencial, permitiendo a las intensidades superiores en un 20% al valor nominal, circular durante media hora, y en cambio, a las intensidades superiores al 50% de su valor nominal, fluir solo durante 2 minutos.
- Existen realmente dos curvas: una en vacío (cuando se produce la primera desconexión y por tanto el bimetálico se encontraba en frío), y una en temperatura (cuando ya ha desconectado en más de una ocasión y por tanto el bimetálico tenía una temperatura adquirida).
- Las curvas de disparo suelen darse para una temperatura ambiente estándar de 20°C.

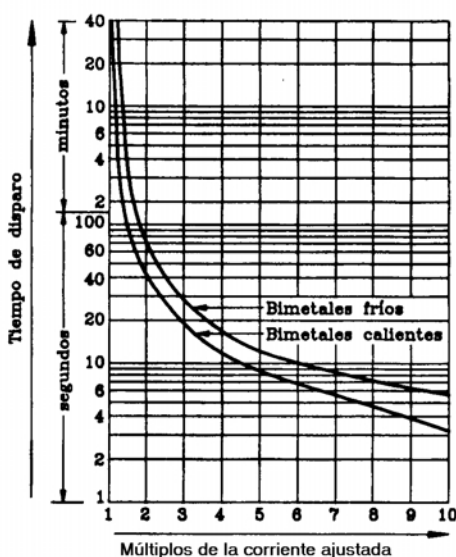


Figura nº 1. Características tiempo-corriente de un relé térmico.

La correcta elección del relé térmico pasa por dos grandes supuestos:

- Sí conocemos la imagen térmica del elemento a proteger (curva tiempo-corriente admisible): esto ocurre en pocas ocasiones ya que lo normal es que los elementos o máquinas no dispongan de la misma, o por el contrario se proteja con el relé a más de un componente. Sí se conoce esta característica, la elección del relé se efectuará de forma que la curva del mismo esté siempre por debajo de la curva límite del elemento o conductor a proteger.

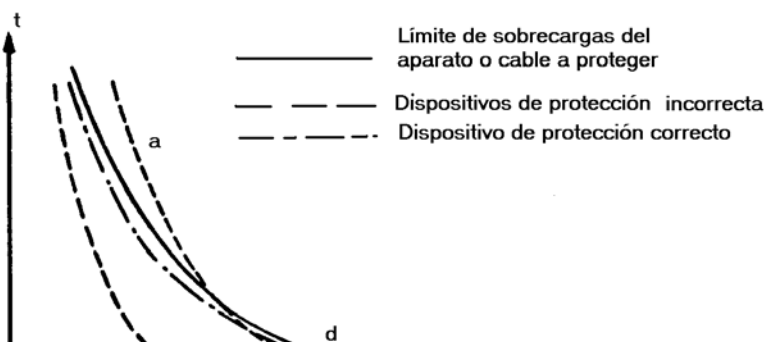


Figura nº 2. Elección del relé térmico conocida la imagen térmica del elemento a proteger.

- Si la imagen térmica del elemento a proteger no es conocida (caso más habitual): se seguirá, en este caso para la elección del relé, lo prescrito por las normas UNE y CEI. Es importante para una correcta elección tener presente, entre otras: las características de arranque de la máquina (corriente, duración y frecuencia), la temperatura ambiente (del relé térmico y del elemento a proteger), las condiciones extremas de funcionamiento (posibles sobrecargas temporales), etc. Normalmente los relés suelen proporcionar una protección muy conservadora, siendo suficiente, en la mayoría de las ocasiones, con seguir las pautas señaladas para una correcta y segura elección.

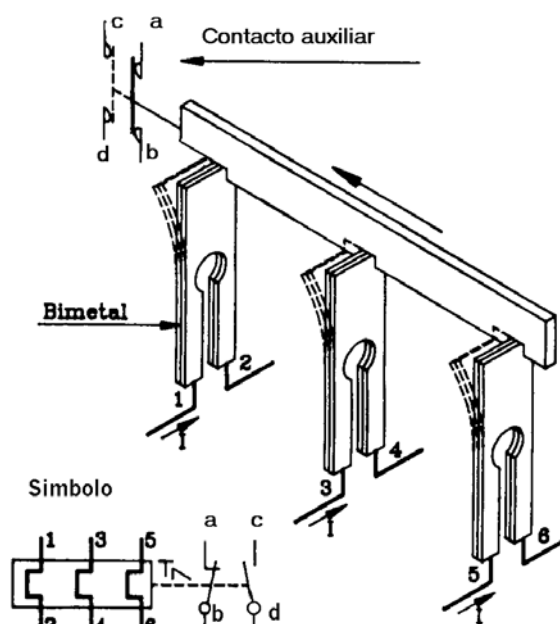


Figura nº 3. Estructura básica de un relé térmico.

El elemento básico de un relé térmico contra sobrecargas, es una lámina bimetálica, es decir, una lámina constituida por dos metales de diferente coeficiente de dilatación (el metal superior suele ser más sensible a los cambios de temperatura), y calentada por la corriente que atraviesa el circuito principal, este calentamiento puede ser:

- Directo: sí por la bilámina pasa toda la corriente del circuito.
- Indirecto: sí la corriente pasa por un arrollamiento calefactor que rodea la bilámina.

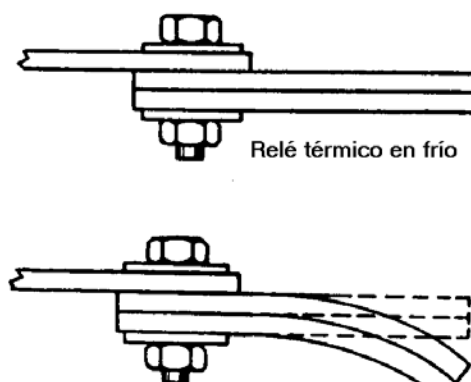


Figura nº 4. Relé térmico: en frío y después de recibir el paso de una gran intensidad.

El funcionamiento del relé es sencillo; cuando una intensidad, dentro de los valores normales, circula por la lámina bimetálica, producirá un calor que será disipado sin dificultad por el mismo material, más cuando la intensidad alcanza valores mayores a los permitidos, la bilamina ya no podrá disipar tanta energía calorífica y comenzará el proceso de dilatación. Al estar las láminas unidas mecánicamente o por soldadura, resulta imposible su elongación por separado, así el metal cuyo coeficiente de dilatación sea mayor, no tendrá más alternativa que curvarse sobre el material con coeficiente de dilatación menor, de forma que, si se fija uno de los extremos de la lámina bimetálica, el otro extremo, se desplazará hacia el lugar ocupado por el metal de menor coeficiente de dilatación térmica.

Si esta bilamina, al llegar en su curvatura a un punto determinado, acciona algún mecanismo, abre un contacto o actúa sobre cualquier otro dispositivo solidario como la bobina de un contactor, puede conseguirse la desconexión del circuito por abertura del relé térmico. Aparte, es importante destacar que este sencillo elemento es capaz de dar respuesta a la curva deseada para las sobrecargas (curva a tiempo inverso), ya que si la intensidad es pequeña, la lámina bimetálica tardará mucho en doblarse (desconexión), en cambio si la corriente es grande, también será grande el calor por efecto Joule producido, siendo la desconexión mucho más rápida.

Para las instalaciones de potencia, con intensidades elevadas, los relés serían costosos y de grandes dimensiones. Para evitar ese inconveniente, en estos casos, por los relés no pasa la totalidad de la intensidad, sino una parte proporcional de la misma, que es proporcionada por el secundario de un transformador de intensidad conectado con el circuito principal.

1.3. Protecciones contra cortocircuitos. Relé magnético

Los cortocircuitos son defectos que producen intensidades muy elevadas (con 5 veces la I_n puede considerarse un cortocircuito franco), bruscas (la elevación se produce en un intervalo de tiempo muy pequeño) y destructivas. Los cortocircuitos ocurren cuando en un circuito desaparece toda o parte de su impedancia, manteniéndose la tensión prácticamente constante. Todo ocurre como si de repente, un circuito con una cierta impedancia, debido a un fallo de aislamiento, o por una operación incorrecta, perdiera parte de esta impedancia elevándose bruscamente la intensidad que circula por el mismo.

Un ejemplo nos permitirá una mejor comprensión: supongamos una vivienda con 220V de tensión, esta vivienda, dispone de un enchufe, al que se le acopla una bombilla de 100w. la resistencia de la bombilla será:

$$R = \frac{U^2}{P} = \frac{220^2}{100} = 484\Omega$$

Qué con la citada tensión le corresponderá una intensidad de:

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{220}{484} = 0.4545A$$

Intensidad completamente aceptable.

Sí por un error de conexión o fallo de aislamiento, los dos terminales del enchufe entran en contacto (circuito corto), la resistencia disminuirá a valores muy bajos (del orden de décimas de Ω), quedando la intensidad con un valor:

$$I = \frac{220}{0.12} = 1833A$$

Este valor tan alto de la intensidad, producirá de inmediato dos efectos negativos:

- Un efecto térmico: formación de plasma (no son raros valores de 2000°C y aún mayores), con la transformación de la mayor parte de los materiales.
- Un efecto electrodinámico: grandes esfuerzos magnéticos de atracción y/o repulsión, que suelen destruir los bobinados de las máquinas eléctricas, o proyectar violentamente los elementos bajo su influencia.

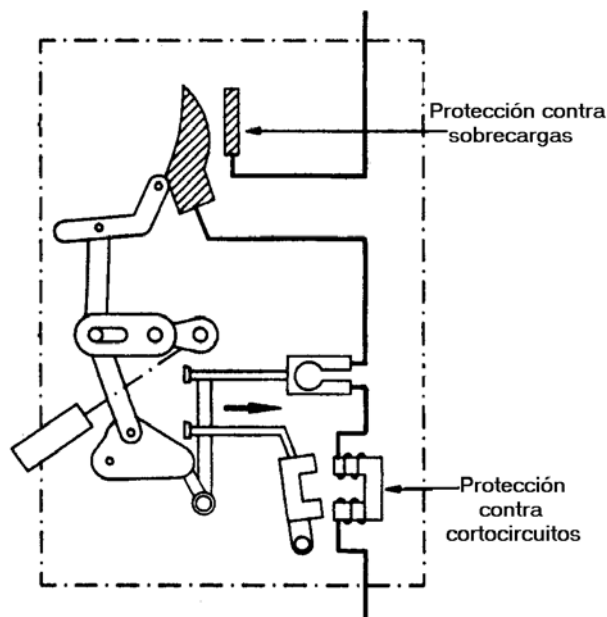


Figura nº 5. Interruptor magnetotérmico (protección contra sobrecargas y cortocircuitos).

La secuencia de daños que pueden producir estas corrientes, son sucesivamente:

- Envejecimiento de los aislamientos.
- Carbonización o inflamación de los aislamientos.
- Fusión de los conductores.
- Disminución de las características mecánicas de las partes conductoras o metálicas adyacentes (resortes, etc..)

El primero de los efectos señalados, envejecimiento de los aislamientos, suele presentarse con intensidades no muy elevadas, siendo suficientes unos 160°C para que, materiales tan frecuentes como el PVC (policloruro de vinilo), comiencen a deteriorarse. Para evitarlo, la temperatura momentánea no debe superar nunca los valores especificados por los fabricantes.

Los cortocircuitos, por tanto, son siempre perjudiciales y deben interrumpirse cuanto antes. Por este motivo, los dispositivos de protección contra ellos deben ser instantáneos y han de actuar sobre equipos capaces de abrir el circuito en presencia de estas corrientes elevadas. El medio más utilizado para la protección de cortocircuitos es el interruptor de potencia.

Con el objetivo de cumplir adecuadamente sus misiones de mando y protección, los interruptores de potencia suelen estar provistos de toda una serie de mecanismos y dispositivos de desenganche o desconexión. A continuación se citan los más importantes:

- Dispositivos térmicos de desenganche con retardo dependiente de la corriente: se utilizan para la protección contra sobrecargas.

- Dispositivos de desenganche electromagnéticos de sobreintensidad: son utilizados como desenganches rápidos para la protección contra cortocircuitos. Estos dispositivos actúan por atracción electromagnética no retardada (o sólo brevemente retardada) de una armadura y se ajustan, según los impulsos de carga admisibles, a un múltiplo de la corriente nominal, de forma que no reaccionan a las intensidades de arranque y a las sobrecargas normales de servicio. Los dos dispositivos de desenganche citados son atravesados por la corriente principal. En general, para la protección contra sobreintensidades es válido el criterio de que, las sobrecargas normales de servicio deben ser desconectadas lo más tarde posible, pero siempre por supuesto, antes de que se alcance un calentamiento peligroso de las partes protegidas de la instalación; por el contrario, los cortocircuitos deben ser desconectados con tanta rapidez como sea posible, considerando a la selectividad del conjunto de la red, para proteger todas las partes de la instalación atravesadas por la corriente del cortocircuito contra los efectos térmicos, y a ser posible, contra los efectos electrodinámicos (éstos crecen proporcionalmente al cuadrado de la intensidad de la corriente).
- Dispositivos de desenganche magnetotérmicos constituidos por la combinación, en un solo bloque, de los dispositivos térmicos contra las sobrecargas y de los electromagnéticos contra cortocircuitos, indicados anteriormente.

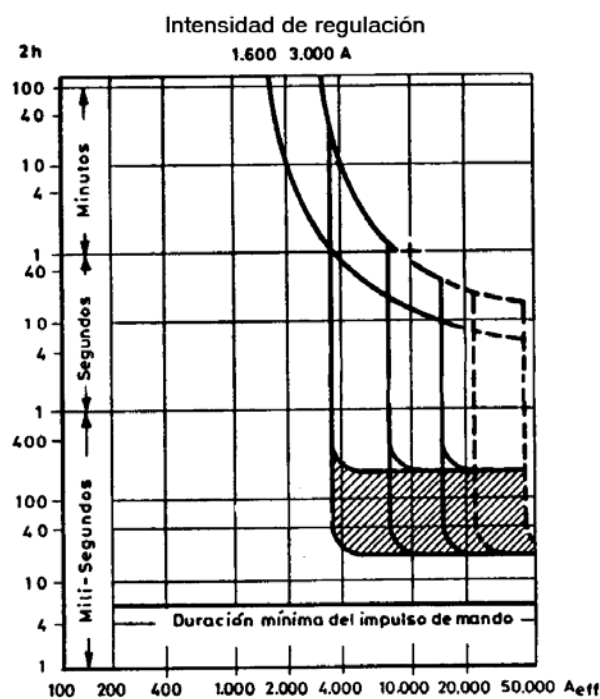


Figura nº 6. Curva de disparo de un sistema con protección magnetotérmica.

- Dispositivos de desenganche electromagnéticos de mínima tensión: están conectados a la tensión de servicio y disparan al disminuir la tensión hasta un 50% de su valor nominal, aproximadamente, soltando su armadura magnética. De esta forma, impiden el nuevo arranque automático de los motores u otros órganos protegidos, cuando al volver la tensión de servicio a un 70% aproximadamente de la tensión nominal, se produce la conexión de su interruptor. Mediante un dispositivo temporizador con un retardo de 2s, en interruptores de 100 A en adelante, puede impedirse el disparo en el caso de caídas de tensión de corta duración (por ejemplo, a consecuencia de un reenganche rápido, en el caso de un cortocircuito). Los interruptores con dispositivo de desenganche de mínima tensión sin retardo pueden emplearse también para desenganche a distancia; para los que tienen dispositivo de retardo, es necesaria una bobina de desenganche por corriente de trabajo. Para el disparo a distancia se interrumpe el circuito de mínima tensión, o se puentea su bobina a través de una resistencia limitadora.

- Dispositivos de desenganche electromagnéticos de corriente de trabajo (emisión de corriente). Se utilizan para el disparo a distancia, por cierre de su circuito de corriente, en interruptores de trinquete. Reaccionan con un 50% de su tensión nominal y se desconectan por medio de un contacto auxiliar del interruptor de potencia.

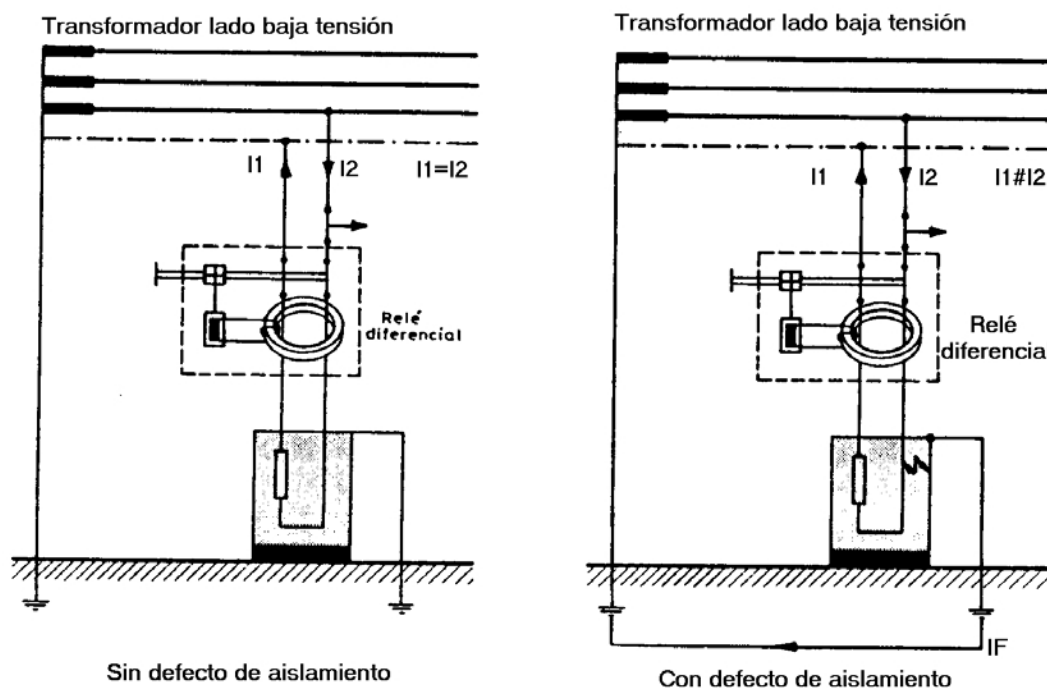
La unión de los relés térmico y magnético, conlleva la protección simultánea contra las sobrecargas y los cortocircuitos, siendo el dispositivo de protección más habitual en instalaciones de baja tensión.

De estos dispositivos destacan dos valores de intensidades que se designan por poder de Corte y Poder de Cierre:

- Poder de corte: es la intensidad más elevada que un interruptor es capaz de cortar de forma cómoda y segura.
- Poder de cierre: es el valor máximo de la intensidad que un interruptor puede soportar, corriéndose el riesgo, para intensidades mayores, de la destrucción del mismo.

1.4. Protecciones de contactos indirectos y fugas a tierra

Entramos con las protecciones de los seres vivos y contra los incendios, en la sección más importante de las protecciones. Los dispositivos que tienen encomendado esta protección deberán cumplir con unos requisitos muy estrictos, ya que de ellos dependerá nuestra propia integridad.



Hasta ahora hemos descrito las protecciones que salvaguardan a los equipos, maquinaria e instalaciones eléctricas. Existían unas intensidades límite que no debían ser sobrepasadas, ya que de ellas dependía el correcto funcionamiento de las instalaciones. Las partes o materiales que primeramente recibían los efectos negativos de las altas temperaturas generadas por el paso de corrientes eléctricas demasiado elevadas, eran los aislantes, pero no obstante, eran necesarios varios amperios para que esto llegase a producirse.

Cuando nos referimos a protección de seres vivos, el concepto es muy diferente, ya que, como se vio en el capítulo VI de esta obra, son suficientes unos pocos miliamperios para provocar la electrocución de un ser humano. Los miliamperios que provocan serios peligros en los seres vivos, no son tan siquiera detectados por los relés térmicos, que empiezan a funcionar a partir de valores mucho mayores (10A por ejemplo), y con mucha lentitud.

Nos encontramos pues delante de un problema: si creamos dispositivos capaces de interrumpir el fluido eléctrico con valores de intensidad no peligrosos para los seres vivos (mA), la potencia que obtendremos será tan baja que resultarán del todo inservible. Si por el contrario los elementos de corte permiten pasar varios amperios (para obtener así potencias acordes con el consumo actual), antes de producirse el corte del suministro eléctrico, por detección de los dispositivos de corte térmico o magnético, resultarán intensidades del todo inapropiadas para la protección de los seres vivos.

El problema se soluciono, con la incorporación a los sistemas de protección del relé diferencial, el cual permite pasar la intensidad necesaria demandada por las necesidades actuales de potencia pero al mismo tiempo, permite una alta protección para los seres vivos.

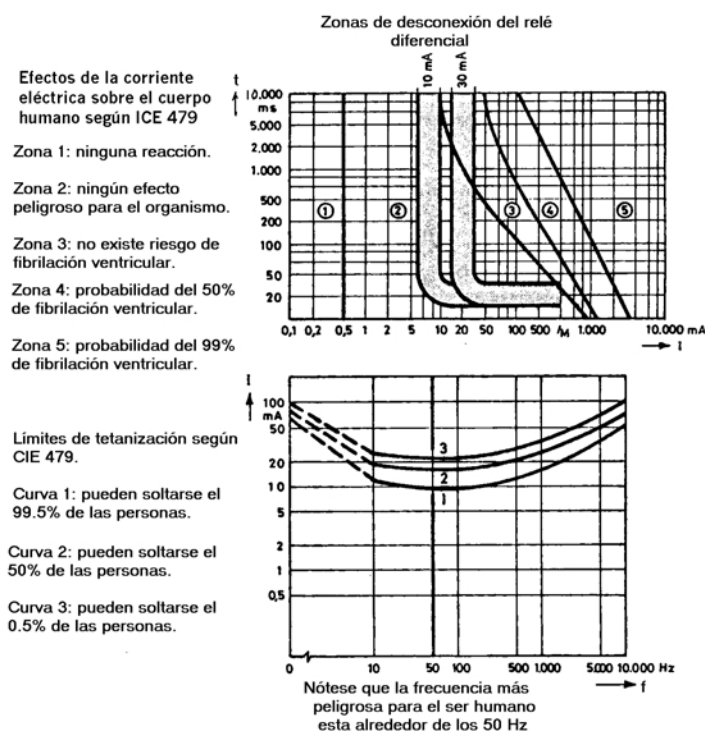


Figura nº 8. Efectos de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano, y zonas de tetanización.

El relé diferencial está formado por un núcleo magnético con unas bobinas y dispositivos a él conectados. A través de este núcleo magnético pasan los conductores activos (fase y neutro en un suministro monofásico, por ejemplo), uno de estos conductores es el de entrada de la energía, mientras que el otro es el retorno de la misma. Si no se produce ninguna fuga los amperios que han entrado a través del diferencial, una vez hayan realizado su labor (encender una bombilla, alimentar un aparato eléctrico, etc.), retornarán por el segundo conductor sin haber sufrido disminución alguna, no actuando el dispositivo de protección, ya que está recorrido por dos corrientes del mismo valor pero de sentidos opuestos. Si se produce una fuga en algún punto de la instalación (contacto accidental de una persona, por ejemplo), ya no existirá igualdad entre las intensidades, produciéndose un desequilibrio en los flujos generados en los bobinados del núcleo magnético, que crearán una fuerza magnética, capaz de producir la desconexión del diferencial.

A la diferencia de intensidades (la intensidad de ida menos la intensidad de retorno), capaz de producir la desconexión del diferencial se le denomina **sensibilidad** del diferencial, existiendo en el mercado relés diferenciales con baja sensibilidad (actúan con diferencias de intensidad de 500mA o 300mA), de mediana sensibilidad (100mA), o los más eficaces, de alta sensibilidad (30mA o 10mA).

Son sistemas diferentes, por tanto, los que hacen actuar al relé diferencial del resto de relés (térmicos o magnéticos). Mientras que el diferencial actúa por comparación de intensidades, sin importarle demasiado (dentro de los límites permitidos por el elemento) las intensidades que por él circulen, siempre que estas sean iguales; para el resto de relés lo realmente importante es el valor de la intensidad que circula por ellos, disparando cuando ésta alcanza unos límites prefijados, e importando poco (mientras no se llegué a éste límite) las variaciones que la intensidad pueda observar.

Es decir, y simplificando; un relé térmico o magnético no disparará si no se sobrepasa su límite de intensidad prefijado, siendo a efectos del relé, indiferente si esta intensidad alimenta un receptor o bien se pierde en una fuga. Si la protección es por relé diferencial se invierten los términos, no disparará por límite de intensidad (mientras no resulte peligroso para él mismo), sino que sólo actuará cuando se produzca un desequilibrio entre las corrientes que por él circulan, aunque estas corrientes solo representen unos miliamperios.

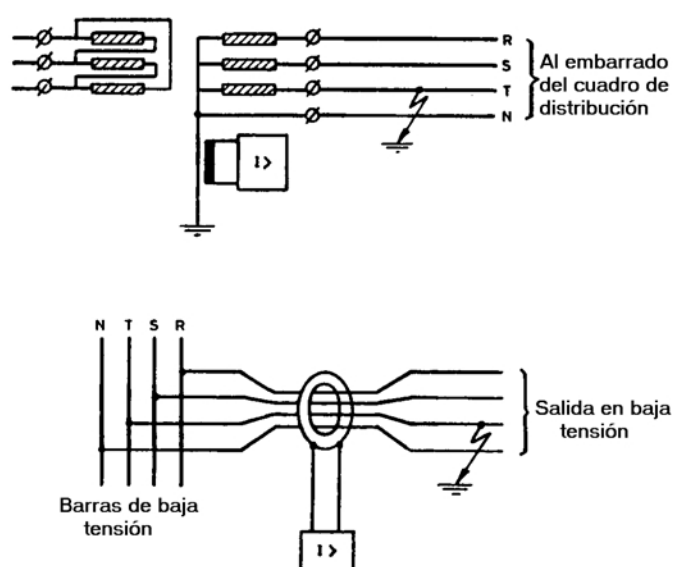


Figura nº 9. Diversas formas de detección de contactos a tierra.

- a) Protección en la conexión del neutro del transformador.
- b) Protección en una salida del cuadro de distribución.

Para la detección de cortocircuitos fase-neutro es posible incorporar, en la mayoría de interruptores de baja tensión, un elemento de desconexión magnetotérmico en el conductor neutro, con ajustes inferiores a los de los elementos de fase. Normalmente, los calibres de este elemento son del 50% al 60% de los elementos de fase.

El relé diferencial encuentra su mayor campo de aplicación en la protección personal contra contactos accidentales. Éste puede ser el caso, cuando se toca la carcasa de un aparato con un defecto de aislamiento.

La protección diferencial debe ser lo más sensible y rápida posible; los calibres más utilizados son 10mA, 30mA y 300 mA. Obviamente, la corriente resultará del cociente entre la tensión en el punto

de contacto y la resistencia que presente el individuo. Este último valor depende de múltiples factores, pero es evidente la bondad del elemento de protección.

En algunas aplicaciones es posible equipar el elemento diferencial en el propio interruptor magnetotérmico de protección, con lo que este cumple la doble finalidad de protección contra cortocircuitos y contra contactos a tierra y fallos de aislamiento a tierra. En otros casos, el relé diferencial debe montarse aparte de los otros dispositivos de protección, siempre aguas arriba respecto a estos otros dispositivos.

El relé diferencial es también una protección eficaz contra los incendios, al detectar de forma rápida las fugas de intensidad, evitando de esta forma, la formación de calor por efecto Joule.

Eventualmente, y cuando la importancia de la instalación (generalmente industrial) lo requiera, se utilizan relés indirectos en las diferentes modalidades conocidas.

1.5. Cortacircuitos fusibles

Los fusibles son el sistema más antiguo de protección contra fallas eléctricas, estos dispositivos han perdurado a través del tiempo gracias a unas innegables ventajas:

- Son de construcción rápida y sencilla.
- Tienen un bajo coste.
- Son muy rápidos (hasta 5ms).
- Dispone de valores de ruptura muy altos (varios kA).

Presentan no obstante, algún inconveniente:

- Cada defecto provoca la ruptura o destrucción del fusible, y por tanto se debe cambiar por otro elemento.
- Es difícil su calibración en el tiempo, siendo prácticamente imposible obtener respuestas precisas con ellos.

Según la norma UNE un fusible es: un aparato de conexión que tiene como misión el abrir el circuito en el que está instalado, por fusión de uno o varios elementos destinados y diseñados para este fin, cortando la corriente cuando excede de un determinado valor preestablecido.

Un fusible convencional consta de:

- Base portafusibles: parte fija provista de bornes destinados a ser conectados a la red y que comprende todos los elementos que aseguran su aislamiento.
- Cartucho fusible: comprende el elemento o elementos fusibles, que son necesarios substituir por otro nuevo, después del funcionamiento del cortacircuitos y antes de que éste sea puesto de nuevo en servicio.

El funcionamiento del fusible es sencillo; cuando una intensidad dentro de los valores nominales, pasa por el filamento del fusible, el hilo del filamento evacuará el exceso de calor producido por el paso de intensidad sin problemas, más cuando la intensidad llegue a valores superiores a su valor nominal no se podrá evacuar este calor, produciéndose la fusión del hilo del fusible (tiempo de prearco). En este punto el fenómeno es ya irreversible, pero la corriente no cesa de forma inmediata, sino que se prolonga durante un tiempo al que se denomina tiempo de arco, este tiempo es directamente proporcional a la tensión del circuito. El tiempo total es la suma de los dos anteriores, siendo el tiempo que tarda en desaparecer completamente la corriente.

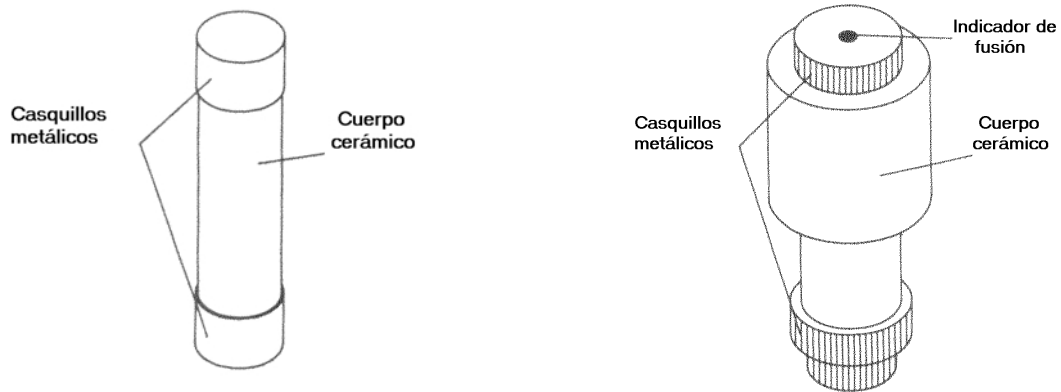


Figura nº 10. Diversos modelos de fusibles cortacircuitos.
a) Fusible cilíndrico. b) Fusible tipo doméstico.

Supóngase que un circuito se cierra sobre un defecto. En el instante de la conexión, la tensión tiene cierto valor dado sobre la alternancia. La corriente está relacionada con la tensión por el desfase.

La corriente de cortocircuito puede establecerse en un punto tal de la alternancia de la tensión que, teniendo en cuenta el desfase:

- La intensidad pase por cero (simetría)
Si $\cos \varphi = 1$, este momento corresponde al de tensión nula.
- La intensidad pase por su valor máximo (asimetría total)
Si $\cos \varphi = 1$, este valor corresponde al valor máximo de tensión.
- La intensidad tenga un valor cualquiera sobre la alternancia (diversos grados de asimetría).
El valor eficaz de la corriente de cortocircuito viene dado por las siguientes expresiones:

- En régimen simétrico:

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

- En régimen asimétrico total:

$$I_{cc} = \frac{I' p}{2 \bullet \sqrt{2}}$$

En realidad, en este último caso, el valor real $I' p$ es ligeramente inferior a I_p , teniéndose por tanto;

$$I_{cc} = \frac{I' p}{2.5}$$

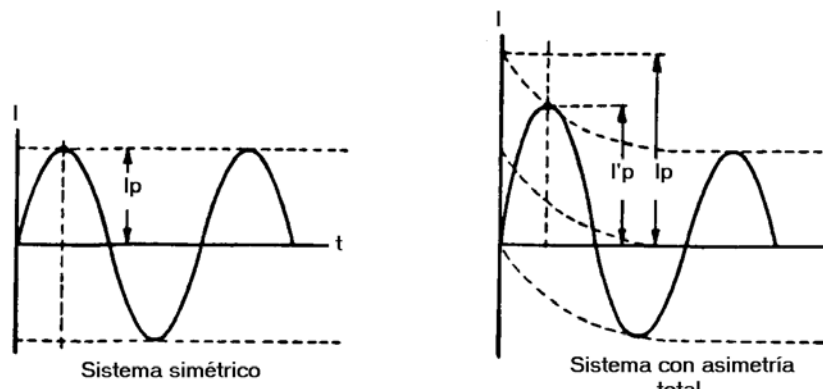


Figura nº 11. Diversas variantes de cortocircuitos dependiendo de la simetría del sistema.

Antes de que la corriente haya alcanzado el valor previsto de cortocircuito I_p , el fusible corta el circuito en un tiempo t . La corriente aumenta de valor durante un tiempo t_1 (tiempo de prearco). Al cabo del tiempo t_1 , el elemento fusible está en estado de fusión; este fenómeno resulta irreversible. Se forma en el interior del fusible un arco que se extingue en un tiempo t_2 (tiempo de arco que depende de la tensión). El tiempo total de funcionamiento del fusible es:

$$t = t_1 + t_2$$

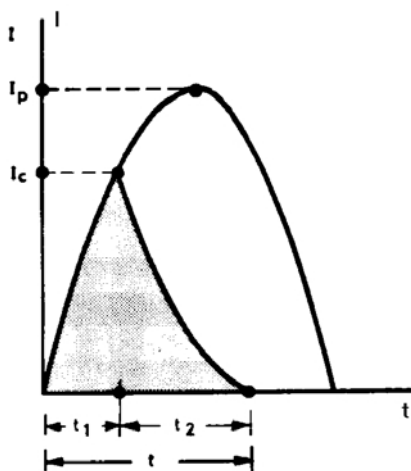


Figura nº 12. Zona de funcionamiento de un fusible cortacircuitos.

En dicho tiempo t , la intensidad no alcanza el valor de cresta I_p de la corriente de cortocircuito. el valor I_{cc} de la corriente cortada se denomina corriente de limitación.

La zona de funcionamiento de un fusible está delimitada:

- Por la curva mínima de prearco (tiempo t_1)
- Por la curva máxima de funcionamiento total (tiempo $t = t_1 + t_2$)

Por debajo de esta zona está asegurada la no fusión del fusible, por encima de esta curva, la fusión es segura. Entre ambas queda una zona de incertidumbre. Como el tiempo de arco t_2 , es esencialmente función de la tensión, se deduce que la zona de incertidumbre es tanto más ancha

cuanto más elevada sea la tensión de servicio. Por lo general, se dan los valores para la tensión máxima de servicio.

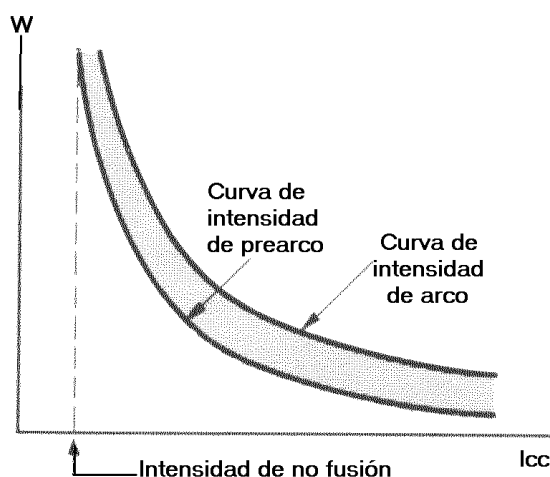


Figura nº 13. Curva de esfuerzos térmicos de un fusible cortacircuitos en función de la corriente de cortocircuito.

Los fusibles pueden ser rápidos o lentos. En los lentos se retrasa notablemente la desconexión recurriendo a artificios especiales (por ejemplo, insertando puntos gruesos de soldadura en el alambre fusible). Un fusible rápido, por ejemplo, desconecta bajo una corriente 5 veces la nominal, aproximadamente en 0,1 s, mientras que un fusible lento no lo hace hasta que a transcurrido 1 s.

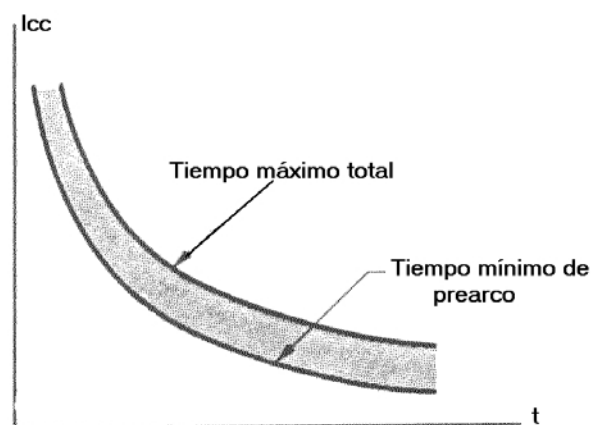


Figura nº 14. Curva de los tiempos de disparo de un fusible en función de la intensidad.

Por otra parte, también pueden clasificarse los fusibles en estos dos grupos:

- Fusible normal o de distribución: conviene para todos los circuitos que no presentan sobrecargas pasajeras importantes. Puede actuar como sistema de protección individual aunque no e aconsejable.
- Fusible de motor o de acompañamiento: conviene para asegurar la protección contra cortocircuitos en los circuitos que normalmente presentan sobreintensidades temporales importantes, cuando, por otra parte, estos circuitos ya están protegidos contra las sobrecargas por dispositivos apropiados. El caso más frecuente es el de los motores protegidos por relés térmicos.

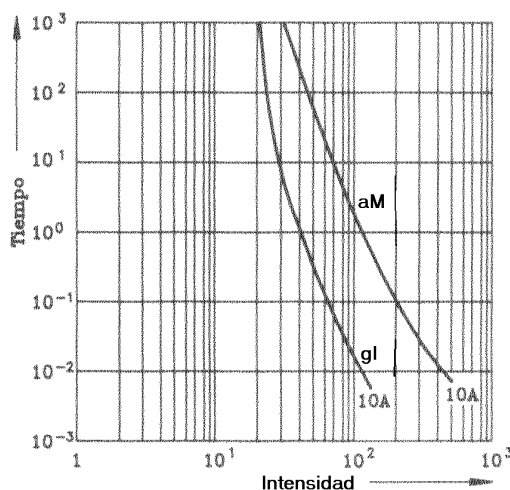


Figura nº 15. Curvas de tiempo intensidad normalizadas para fusibles gL (de uso general), y gM (para la protección de motores)

2. COORDINACIÓN DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN

2.1. Introducción

No basta con disponer de las protecciones adecuadas, es interesante realizar con ellas una selectividad efectiva, de forma que se potencien los efectos protectores a ellas asignadas.

La necesaria coordinación de los sistemas de protección se basa, por una parte, en el conocimiento de las características y el comportamiento de los diferentes elementos de una red eléctrica, y por otra parte, en la adecuada elección de las protecciones y ajustes de las mismas.

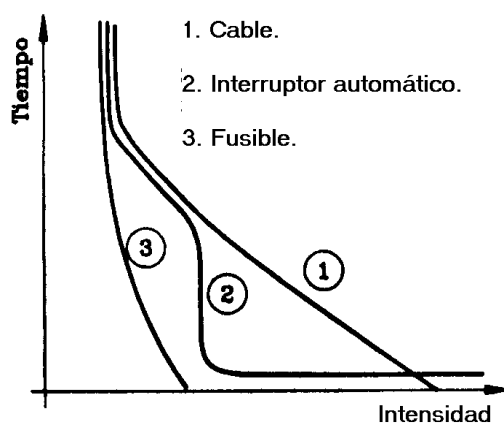


Figura nº 16. Protección de conductores. Curvas características de los elementos de protección.

En el conjunto de sistemas de protección conocidos, se pueden distinguir sin dificultad dos familias de protecciones en función de su cometido.

En una de las familias, se engloban todas aquellas protecciones denominadas de funcionamiento cerrado o de selectividad independiente (diferencial, cuba, etc..) cuya característica común desde el punto de vista de la coordinación, está basada en su propio funcionamiento, por tanto, son independientes de las demás. Esta familia de protecciones, denominadas principales, no precisa de un análisis de coordinación propiamente dicho, sino de una comprobación de que sus características propias de funcionamiento, son las adecuadas para la unidad a proteger, aparte de su correcto funcionamiento.

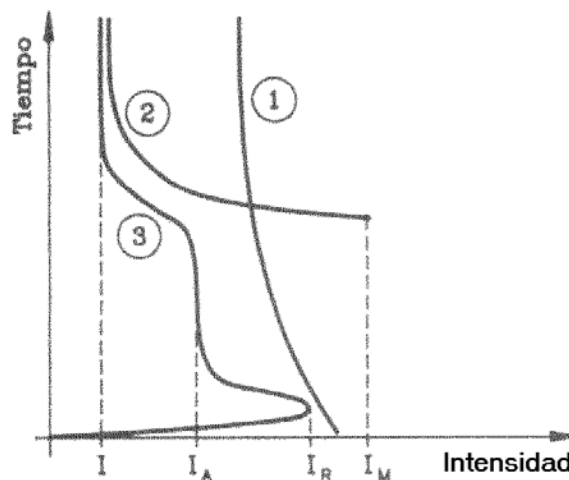


Figura nº 17. Protección de motores según su curva característica (3). Protección por medio de fusibles (1). Protección por medio de relés térmicos (2).

La segunda familia, engloba las denominadas protecciones abiertas, de reserva, o de segunda cobertura. La característica común que las distingue es su dependencia, y por tanto, la necesaria selectividad entre sí.

2.2. Criterios sobre la selectividad

Existe selectividad entre las protecciones de sobreintensidad de una instalación cuando, al producirse una falta o sobreintensidad, actúa únicamente el dispositivo previsto (el situado inmediatamente aguas arriba de la falta o aparato sobrecargado). Esto se consigue cuando las características tiempo-corriente no se cortan, existiendo entre ellas una separación que garantice la no interferencia señalada.

La selectividad en la zona de las corrientes de cortocircuito no puede plantearse basándose en los tiempos de funcionamiento de los elementos magnéticos o fusibles, ya que a tales niveles de corriente, éstos son muy pequeños y se llegaría a conclusiones erróneas.

Para que exista selectividad en condiciones de cortocircuito, debe introducirse un retardo adicional de modo que, cuando se haya extinguido el arco, en el interruptor más cercano a la falta no se haya iniciado la desconexión (antes de iniciarse el tiempo mecánico). Para asegurar la selectividad, es necesario que exista un margen entre el t_a del interruptor cercano, y el t_a del interruptor alejado.

Con carácter general, y con independencia del nivel de tensión que se considere, la selectividad entre dos niveles de protección, debe fijarse con un margen de tiempo situado entre 0.3s a 0.5 s. Esta conclusión es aplicable a cualquier tipo de protección.

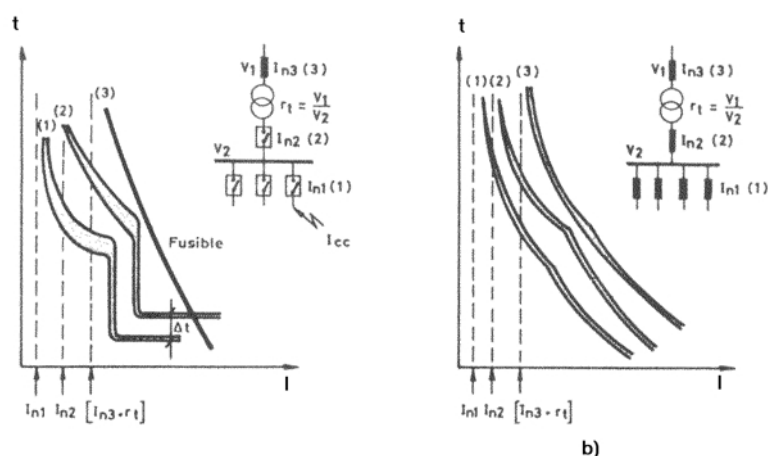


Figura nº 18. Curvas de selectividad.
Selectividad entre interruptores automáticos en baja tensión y fusibles en media tensión.
Selectividad entre fusibles en baja tensión y fusibles en media tensión.

Para los fusibles la situación es parecida, con la diferencia de que el tiempo de prearco corresponde al tiempo necesario para llevar el elemento fusible a la fusión y vaporización, sucesivamente.

También en este caso, debe preverse un margen, para evitar que el fusible lejano quede afectado en sus características, aunque no funda, durante el cortocircuito.

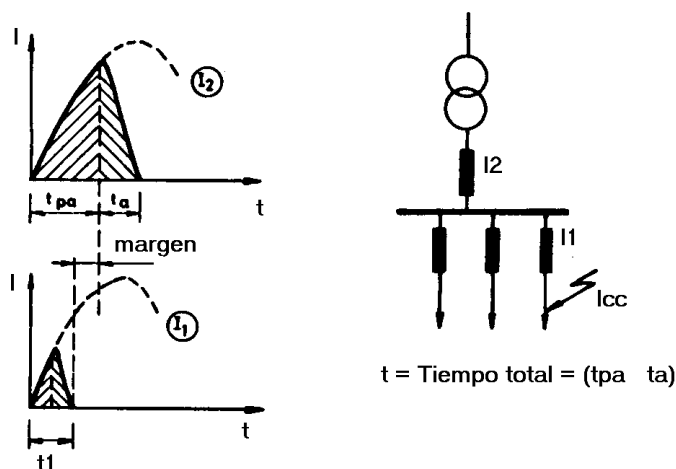


Figura nº 19. Selectividad entre fusibles.

De lo indicado se deduce que dos o más fusibles, para que sean selectivos, deben tener intensidades nominales distintas. La relación I_2 / I_1 que asegura la selectividad varía según el tipo, fabricante y condiciones de empleo de los fusibles (tensión, forma de instalación, etc...).

En general puede afirmarse que cuando esta relación es igual o superior a 2, existe siempre selectividad. Con fusibles de tipo cilíndrico y de cuchillas, dicha relación puede ser 1.6 a 1.8, según las marcas. Para los fusibles de tipo doméstico ($U_n 380 < V$) se llega a relaciones de 1.3 a 1.4.

2.3. Consideraciones sobre los valores límite de ajuste

Al plantear los criterios y la metodología para establecer los valores de ajuste de las protecciones que debe guardar una determinada selectividad, conviene tener una respuesta adecuada a la

siguiente pregunta ¿Cuáles deben ser los límites para que las magnitudes de ajuste de las protecciones de sobrecorriente o similares sean las adecuadas?

La respuesta a esta pregunta requiere que se comprueben los valores que definitivamente se asignen a los ajustes, bajo tres niveles distintos:

- Valores mínimos.
- Valores de carga.
- Valores máximos.

Los valores mínimos de ajuste son aquellos que sin presencia de falta podrían provocar la operación de protección. Tal sería el caso de una protección diferencial cuya intensidad de arranque fuese inferior a la intensidad capacitiva de la unidad protegida o la correspondiente a los errores de T/I en condiciones de cortocircuito. En definitiva, el valor mínimo de ajuste deberá estar por encima de estos límites.

Los valores de carga corresponderán a las magnitudes resultantes en funcionamiento normal de las unidades protegidas. En este caso deberán tenerse en cuenta los márgenes admisibles de sobrecarga para establecer, en consecuencia, los valores de ajuste a partir de este último nivel.

Los valores máximos de ajuste serán aquellas magnitudes que, salvo excepciones aceptadas, no excedan del límite térmico de la unidad protegida.

Este límite máximo de ajuste no debe establecerse solamente para la protección primaria de la unidad protegida, sino que debe extenderse si es posible, a la protección situada aguas arriba que ejerce la función de reserva.

Las normas establecen que los transformadores deben soportar 10 veces la I_n , durante 3s y 25 veces la I_n , durante 1s, respectivamente.

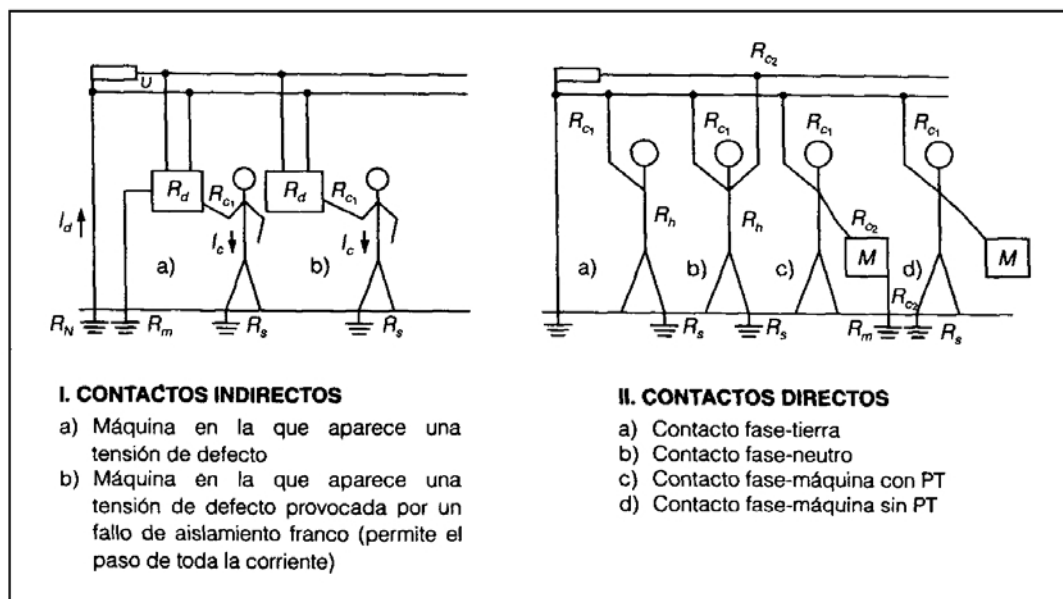
En conclusión, debe insistirse en la necesidad de superponer a las curvas de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de fase, las correspondientes de $I^2t = \text{cte}$, de la unidad protegida, para comprobar la bondad de los ajustes.

3. TIPOS DE CONTACTOS ELÉCTRICOS

Recordemos brevemente los tipos de contactos accidentales que pueden producirse en las instalaciones eléctricas, es decir, el contacto directo y el contacto indirecto.

- El contacto directo: es cuando surge contacto con una parte activa de la instalación, es decir con una parte normalmente bajo tensión.
- El contacto indirecto: es el que tiene lugar al tocar ciertas partes que habitualmente no están diseñadas para el paso de la corriente eléctrica, pero que pueden quedar en tensión por algún defecto.

En el siguiente esquema se indican posibles disposiciones de contactos eléctricos directos e indirectos.



En el circuito eléctrico de la figura, cada parámetro indica:

R_n = resistencia de puesta a tierra del neutro
 R_t = resistencia de puesta a tierra de las masas
 R_{c1} = Resistencia de contacto
 R_{c2} = resistencia eléctrica del calzado
 R_h = Resistencia eléctrica del cuerpo humano
 R_s = Resistencia eléctrica del suelo (si $R_s > 50000 \Omega$ el suelo se considera aislante)
 I_c = corriente que circula por el cuerpo humano
 I_d = corriente total del circuito de defecto
 R_d = resistencia de defecto
 U_e = tensión de la red
 U_d = tensión de defecto
 U_c = tensión de contacto
 U = tensión de servicio

En la siguiente figura, podemos observar el esquema típico de una red eléctrica en estrella con el neutro conectado a tierra y las masas conectadas también a tierra (sistema TT). Si en un sistema como el descrito se produce un fallo de aislamiento en el aparato receptor, la corriente fluirá a través de accidentado, cerrándose el circuito por el punto neutro de la estrella del secundario del transformador. Dependiendo del circuito resultante, será más o menos peligroso el tipo de contacto que se produzca. No debe olvidarse de comprobar la intensidad que pasará a través del elemento de protección, aparte de comprobar, por supuesto, la corriente y la tensión a las que estará sometido el accidentado.

La fórmula al pie de la figura, nos permite obtener la intensidad que circulará por el accidentado en las condiciones indicadas en la figura. Nótese que cualquier variación en el tipo de accidente, en el tipo de suministro (en este caso tipo TT), o en el lugar de contacto; variaría el circuito resultante, esta variación provocará un cambio en la expresión de la fórmula dada, invalidando los resultados obtenidos con la misma.

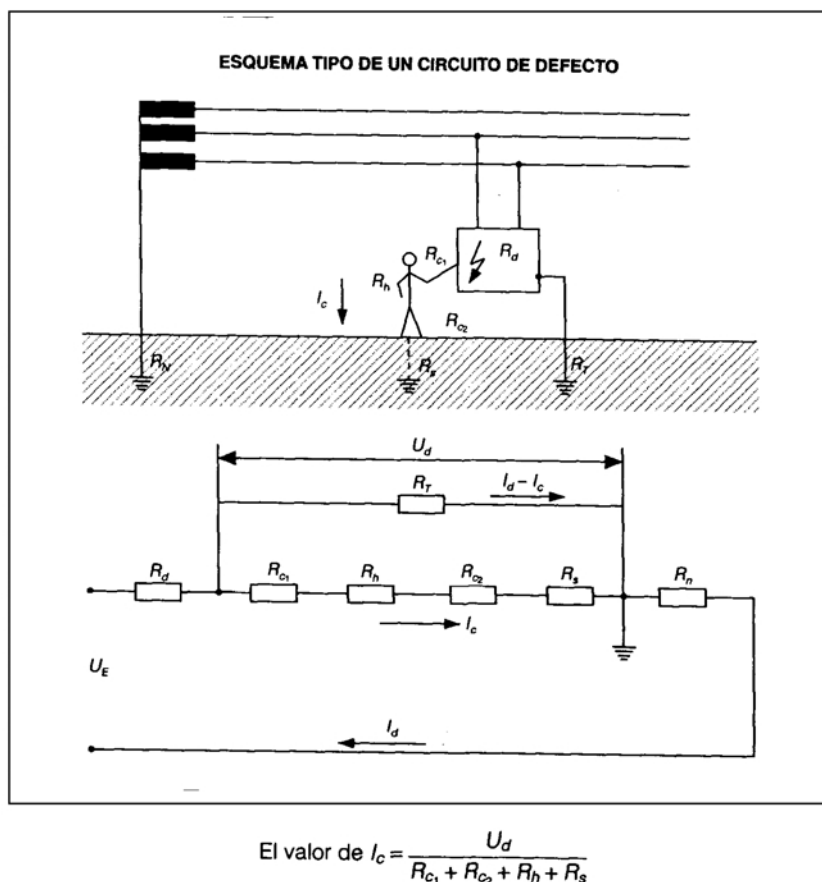


Figura nº 21. Ejemplo de un circuito formado por un defecto carcasa-tierra, con la correspondiente expresión de la intensidad para el caso mostrado.

4. TÉCNICAS DE SEGURIDAD CONTRA CONTACTOS ELÉCTRICOS

4.1. Introducción

Las técnicas de seguridad contra contactos eléctricos pueden establecerse de forma conjunta para los contactos directos e indirectos, o bien de forma independiente.

No obstante, la protección contra los contactos eléctricos debe quedar garantizada por el propio material eléctrico, por la aplicación de las medidas de protección o por una combinación de ambos sistemas.

Una primera división de estas medidas pasan por controlar el riesgo, y estas pueden ser de dos tipos: informativas y de protección.

4.2. Técnicas de seguridad informativas

Reciben el nombre de medidas informativas, aquellas que de algún modo previenen la existencia del riesgo. Con este tipo de medidas lo que se intenta es evitar que las situaciones de riesgo lleguen a producirse. Si no existe situación de riesgo, no existirá accidente. Estas medidas pueden resumirse como:

- Normativas: establecer normas operativas que impliquen tomar unas precauciones delante de cualquier sistema eléctrico encaminadas a evitar cualquier peligro.

- **Instructivas:** formación de los operarios que trabajan con riesgos eléctricos. Una buena formación nos dará un conocimiento adecuado de la electricidad, y conociéndola mejor la podremos respetar y evitar con más seguridad.
- **De señalización:** colocar señales de prohibición, precaución o información. Estas medidas pasan por prohibir el acceso a determinadas zonas a personal no autorizado, evitándose así el riesgo que por negligencia o desconocimiento puedan entrar en contacto con partes activas en tensión. En otros casos (precaución e información), estas medidas son muy útiles ya que nos señalizan los puntos o espacios donde existe fluido eléctrico y por tanto peligro.
- **De identificación y detección:** identificación y detección en las instalaciones eléctricas. Estas medidas simplemente nos informan de donde se encuentran las canalizaciones, máquinas o elementos eléctricos, zonas que deberemos evitar o respetar.

4.3. Técnicas de seguridad de protección

Al contrario de las anteriores, a las que complementa, estas medidas pasan por la protección del operario, llegado el caso de contacto eléctrico, por fallo de las medidas anteriores o por otros conceptos que pudieran producirse.

Se pueden clasificar en individuales y de la instalación.

■ **Medidas de protección individuales**

Estas medidas incluyen los equipos de protección individual (EPI). guantes aislantes, cascos, ropa o zapatos aislante, tarimas y alfombras aislantes, pértigas de maniobra y salvamento etc.

Por el contrario en ambientes donde exista peligro de acumulaciones de cargas estáticas, las medidas de protección pasan por:

- Conexión de las partes metálicas a tierra.
- Empleo de sprays antiestáticos.
- Empleo de humidificadores (60% de humedad como mínimo).
- Empleo de neutralizadores de partículas (ionización del aire).
- Uso de ropa conductora (algodón), guantes conductores, zapatos y suelos conductores, etc.

Nótese la diferencia entre las medidas empleadas para la protección de la corriente eléctrica (prendas aislantes), de la protección contra la electricidad estática (uso de prendas conductoras que evitan la acumulación de cargas, permitiendo a éstas fluir constantemente hacia tierra).

■ **Medidas de protección de las instalaciones**

Estas medidas se dividen en los dos grandes grupos de contactos; directos e indirectos, pudiéndose aplicar de forma conjunta o de forma independiente

■ **Protección de los contactos directos**

Salvo raras excepciones la protección contra contactos directos con partes activas normalmente en tensión, es siempre obligatoria.

Esta protección pasa por tres grandes apartados:

- **Protección completa:** protección por aislamiento y protección por el uso de barreras o recubrimientos.

- Protección parcial: protección por la colocación de obstáculos o por alejamiento de las partes activas.
- Protección adicional: protección por uso de interruptores diferenciales de alta sensibilidad.

La protección completa se aplica en todos los casos, mientras que para la aplicación de la protección parcial, es necesario que la normativa así lo prevea (zonas industriales, fábricas, talleres, etc).

La protección adicional se debe considerar solamente como complemento de alguna de las anteriores protecciones, no permitiéndose su uso de forma individual o independiente. Esta protección se realizará por medio de interruptores diferenciales de alta o muy alta sensibilidad.

- Protección completa:
 - Por aislamiento: un ejemplo muy claro de este tipo de protección es el aislamiento de que recubre los cables eléctricos. En este aislamiento se indica el nivel de tensión que el cable es capaz de soportar sin variar sus características físicas (en baja tensión, por ejemplo, para los cables de acometidas o líneas repartidoras, el nivel de aislamiento debe ascender a 1000V, para las derivaciones individuales será de 750V y para los cables interiores de 440V, si estos son flexibles).
 - Recubrimientos de partes activas de las instalaciones: se lleva a cabo con aislamientos apropiados capaces de conservar sus propiedades con el paso del tiempo, limitando la corriente de contacto a un valor no superior a 1mA. No se consideran aislamientos ni las pinturas, ni los barnices, ni las lacas, etc.
- Protección parcial.
 - Interposición de obstáculos: en este caso lo importante es que estas barreras impidan todo contacto accidental con las partes activas de la instalación, fijándose de forma segura, aparte han de resistir los esfuerzos mecánicos que puedan surgir de su función. Los obstáculos pueden ser, tabiques, rejillas, pantallas, cajas, etc.
 - Alejamiento de las partes activas de la instalación: consiste en mantener a las personas protegidas a una distancia tal que sea imposible un contacto fortuito
- Protección Adicional.

Esta protección esta formada por el uso de los interruptores diferenciales, el cual ha sido explicado al principio del capítulo, y al que nos remitimos para una mayor comprensión.

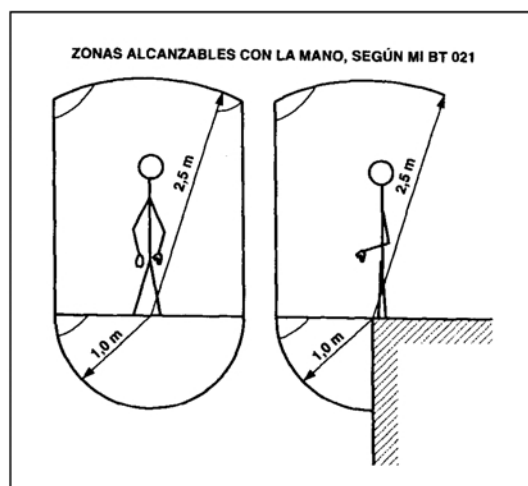


Figura nº 22. Distancias de seguridad para impedir un contacto directo accidental con las manos.

Las medidas de seguridad quedan establecidas en la figura anterior, considerándose como zona potencialmente peligrosa, la comprendida dentro de un cubo de 2.5m de alto por 1m alrededor del sujeto.

Para instalaciones de alta tensión, en proximidad de edificaciones, se aplicará la siguiente fórmula en metros, con un valor mínimo de 5m.

$$D = 3.3 + \frac{U}{100}$$

■ Protección de los contactos directos

Para una correcta elección de las medidas de protección contra contactos indirectos, han de conocerse una serie de datos:

- El grado de importancia de la instalación eléctrica.
- Las masas y los elementos conductores existentes en las zonas a electrificar.
- La naturaleza de los locales o emplazamientos.

En el caso de locales con tensiones reducidas (50V en locales secos; 24v en locales húmedos; y 12V en locales sumergidos), estas tensiones no darán nunca intensidades superiores a 10mA, no resultando por tanto peligrosas. No es necesario en estos casos, más sistemas de seguridad que el descrito.

Si las tensiones son superiores a 25V pero inferiores a 250V, es completamente necesario establecer medidas de protección tanto para las instalaciones al aire libre, como para todos los locales donde sea posible un contacto involuntario eléctrico.

Con instalaciones con voltajes superiores a 250V respecto a tierra, es necesario disponer de algún sistema de protección del tipo A o B.

Medidas de protección de clase A.

Con las medidas de protección de clase A, se suprime el riesgo, haciendo que los contactos no resulten peligrosos, o impidiendo contactos simultáneos entre las masas y los elementos conductores:

- Utilización de pequeñas tensiones de seguridad.

Las tensiones de seguridad, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, son las siguientes:

- 50V: para lugares secos.
- 24V: para lugares húmedos.
- 12V: para lugares mojados.

Con estas tensiones, y con unas características dadas por las normas CEI (persona de 50kg de peso, con una frecuencia de suministro de 50Hz, y contacto mano-mano, o mano-pie), las intensidades estarán limitadas a 10mA, no resultando, peligrosas para las personas.

Asimismo el circuito de utilización, ni puede estar en contacto con otros circuitos con tensiones mayores, ni puesto a tierra, para evitar sobretensiones fortuitas peligrosas.

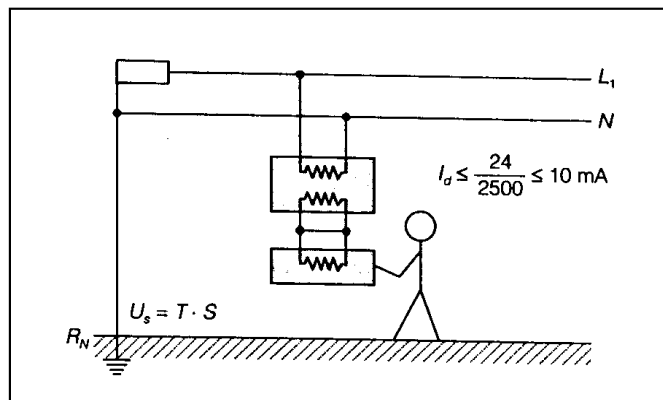


Figura nº 23. Con la utilización de pequeñas tensiones de seguridad se limitan las corrientes a valores no peligrosos ($I < 10 \text{ mA}$).

El inconveniente de este sistema, es que si queremos unas potencias aceptables, como la tensión es tan pequeña, son necesarias corrientes considerables, lo que repercute en la utilización de conductores de gran sección.

Los usos más frecuentes de esta medida de protección, coinciden con la imposibilidad del empleo de otros métodos: Así, herramientas eléctricas, juguetes eléctricos, lámparas portátiles, etc, son ejemplos de su empleo.

- Inaccessibilidad de partes activas y elementos conductores de forma simultánea.

Consiste esta medida en intercalar obstáculos entre las partes activas y las masas en los emplazamientos a electrificar. Esta medida pasa por un correcto diseño de las canalizaciones, máquinas y otros elementos, de forma que, no puedan entrar en contacto de forma involuntaria o accidental, con las masas de los elementos metálicos.

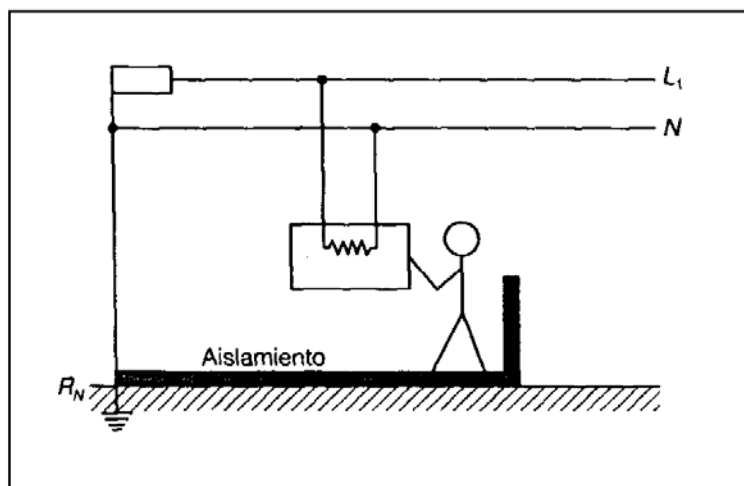


Figura nº 24. Protección por la incorporación de obstáculos y aislamientos entre las partes activas y las masas de los emplazamientos a electrificar.

- Conexiones equipotenciales.

El método consiste en interconectar todas las masas metálicas de la instalación, mediante el uso de conductores de protección, de forma que resulte imposible la aparición de diferencias de potenciales grandes entre ellas. En muchas ocasiones estas uniones equipotenciales están unidas directamente a tierra (punto de potencial nulo), en tal caso, la tensión que puede aparecer en las masas metálicas resulta prácticamente nula.

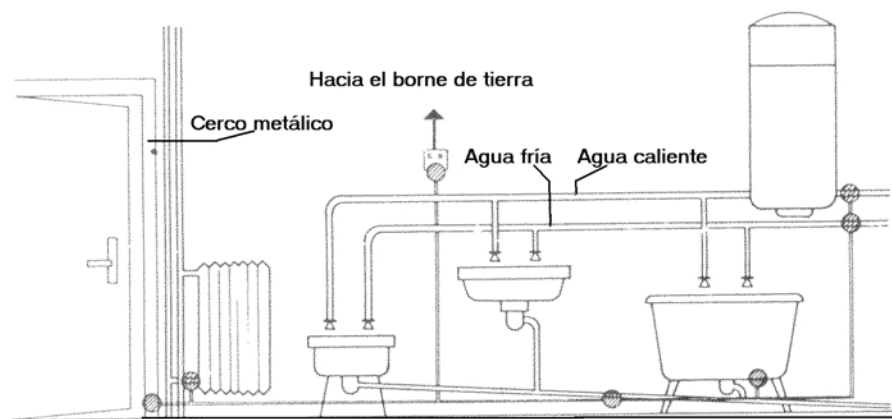


Figura nº 25. Conexión equipotencial de las masas metálicas de la instalación mediante conductores de protección.

Esta medida se recomienda para locales o emplazamientos húmedos, asociándose frecuentemente con medidas de protección del tipo B.

- Recubrimiento de las masas con aislamiento de protección.

Si las masas metálicas son las partes que en un contacto accidental pueden entrar en tensión, es recomendable aislarlas mediante un recubrimiento especial, que impida que ellas lleguen a presentar tensión en caso de fallo del circuito.

No se consideran aislantes, ni los barnices, pinturas, lacas, o recubrimientos no homologados según nos determinan las normas UNE.

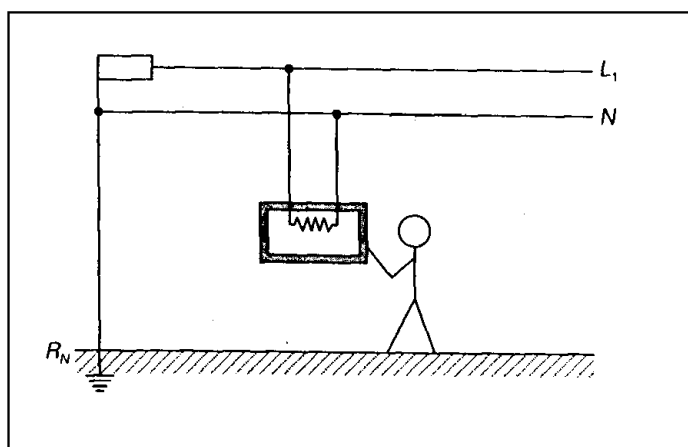


Figura nº 26. Protección mediante el empleo de recubrimientos especiales de las masas metálicas susceptibles de quedar bajo tensión en un defecto eléctrico.

- Separación de circuitos.

Con esta medida de protección se elimina el peligro en sí mismo, ya que consigue que en caso de contacto accidental eléctrico, este no sea peligroso.

El método consiste en separar, por medio de transformadores, el circuito de utilización de las fuentes generadoras de energía, manteniendo aislados de tierra todos los conductores del circuito de utilización, incluido el neutro.

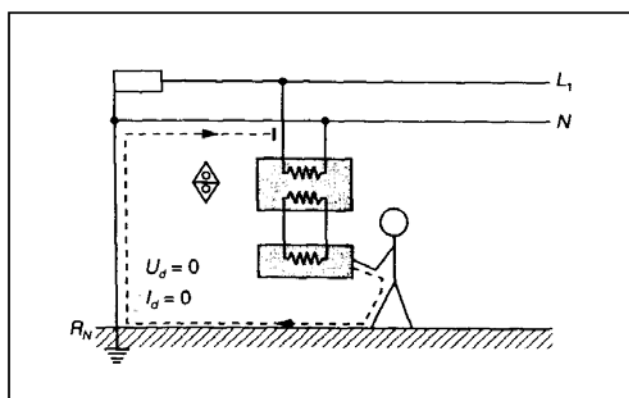


Figura nº 27. Protección por separación galvánica de circuitos eléctricos.

Si no existe ningún punto del circuito de utilización puesto a tierra, en caso de producirse un contacto accidental con una parte activa, el circuito no puede cerrarse a través de tierra, no pasando intensidad por el mismo y, no produciendo ningún daño al posible accidentado.

Este sistema se emplea en condiciones de trabajo donde el contacto con masas metálicas es frecuente y bueno, como pueden ser trabajos de calderería, construcción naval, estructuras metálicas, etc.

- Doble aislamiento.

Consiste esta medida en emplear aisladores reforzados para cubrir las masas metálicas susceptibles, delante de un fallo eléctrico, de quedar en tensión. El nombre de doble aislamiento deriva de que además del aislamiento convencional, común a todos los aparatos eléctricos, debe existir un segundo aislamiento que evite, en caso de fallo del primero, el contacto accidental a la masa en tensión. Es decir el contacto solo será posible si habiendo fallado el primer aislamiento, lo hace también el segundo, caso altamente improbable.

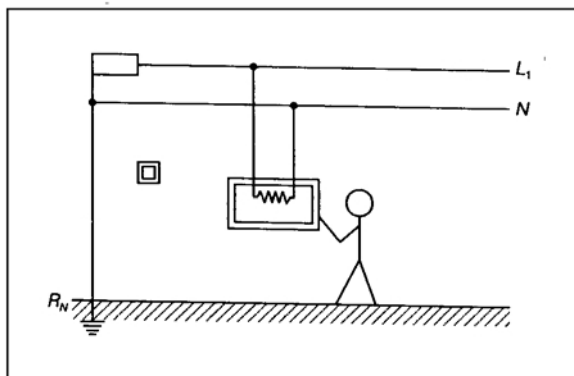


Figura nº 28. Protección por el empleo de doble aislamiento.

Las aplicaciones más frecuentes de esta protección pasan por: aparatos portátiles de alumbrado, herramientas manuales, pequeños electrodomésticos, máquinas de oficina, etc.

Medidas de protección de clase B.

Mediante estas medidas de protección se efectúa la puesta a tierra directa o a neutro de las masas, combinándola con un dispositivo de corte automático que permita la desconexión de la instalación eléctrica defectuosa.

Las medidas de protección de clase B se dividen en:

- Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.
 - Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por tensión de defecto.
 - Puesta a neutro de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.
- Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.

Esta medida de protección se basa en la puesta a tierra de las masas, asociada con un dispositivo de corte automático, sensible a la intensidad de defecto y que realice la desconexión de la instalación defectuosa.

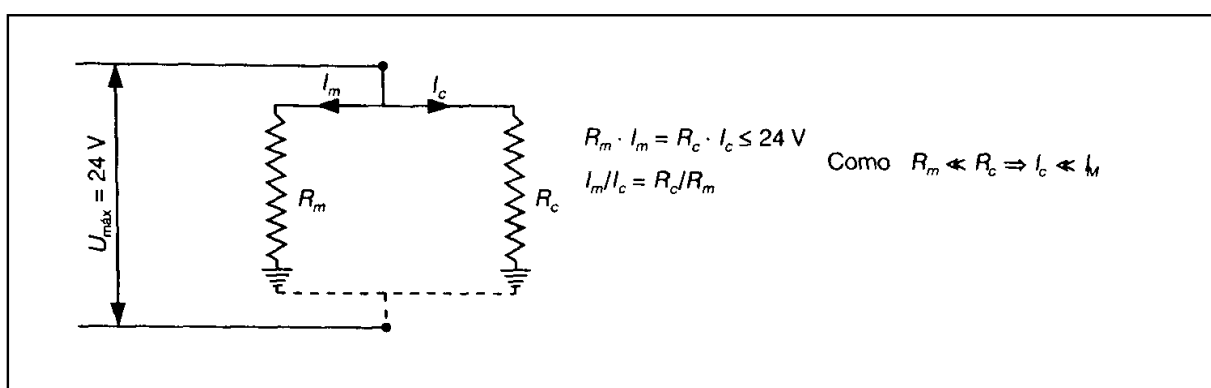


Figura nº 29. Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto.

Por tanto se realizará la unión mediante elementos conductores, sin fusible ni protección alguna, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, a fin de permitir el paso a tierra de las corrientes eléctricas que puedan aparecer por defecto en los citados elementos.

- Empleo de dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptor diferencial).

El estudio de la protección de sistemas eléctricos mediante el empleo de interruptores diferenciales, se ha realizado con amplitud al principio de este capítulo, por lo que remitimos al lector a la citada sección para una mayor información.

Este sistema interrumpe el paso de la corriente cuando aparece en el circuito una intensidad de defecto a tierra, cerrándose el circuito directamente por tierra. Para comprobar su funcionamiento dispone de un pulsador de prueba como se indica en la figura.

Es probablemente el sistema de protección más importante y utilizado en la actualidad, tanto por su eficacia como por sus características de muy alta protección y lucha contra el fuego.

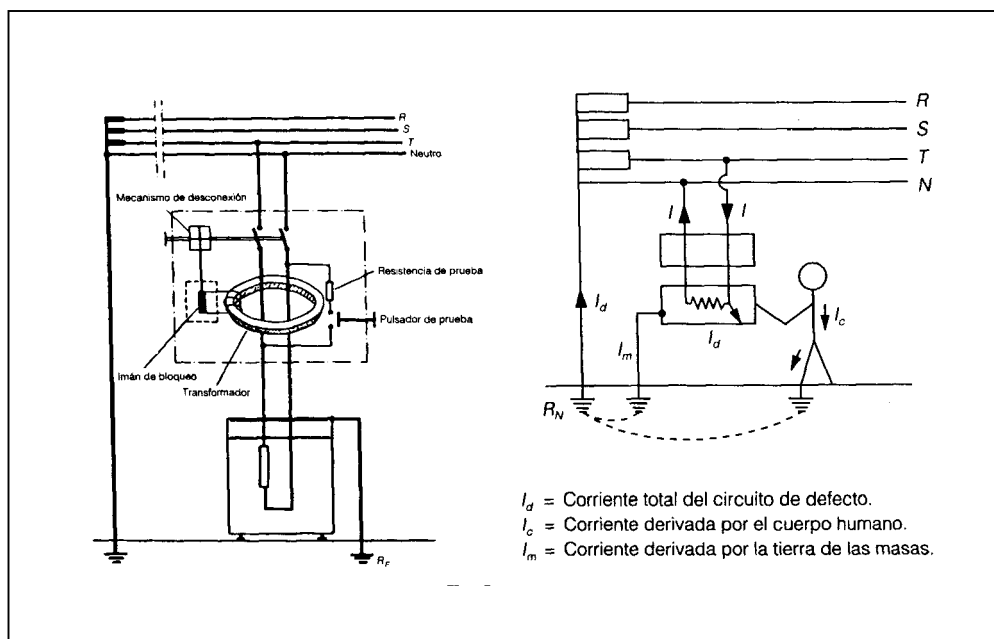


Figura nº 30. Protección por el empleo de interruptores diferenciales.

■ Puesta a neutro de las masas con dispositivo de corte por intensidad de defecto

Este sistema consiste en unir todas las masas de la instalación eléctrica a proteger, al conductor neutro, de tal forma que los defectos francos del aislamiento del dispositivo de corte se transforman en cortocircuitos entre fase y neutro, provocando el accionamiento del dispositivo de corte automático y en consecuencia la desconexión de la instalación defectuosa.

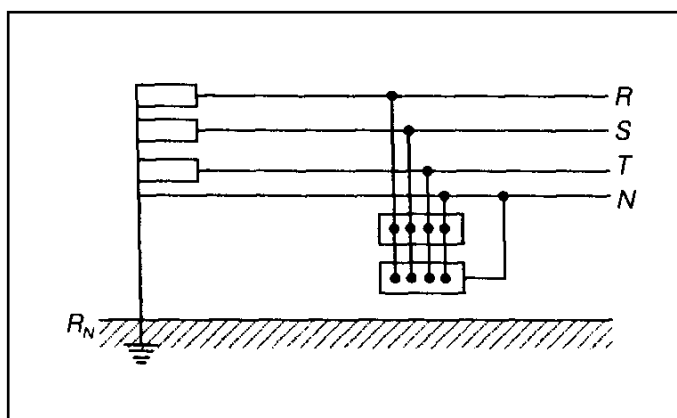


Figura nº 31. Puesta a neutro de las masas con dispositivos de corte por intensidad de defecto.

En el siguiente cuadro se detallan los símbolos más importantes utilizados para la identificación de los tipos de protección empleados. La tabla es de doble entrada: dependiendo del ambiente de utilización, así como del empleo al que se destina la máquina o componente eléctrico.

No están todos los símbolos representados, pero sí los más importantes. Nótese que los ambientes (seco, húmedo o mojado), influyen decisivamente en la elección del sistema de protección a emplear y en la importancia de los mismos.

Equipo Lugar	Fijos	Móviles	Portátiles	Alumbrado portátil
SECOS ($U_s \leq 50 \text{ V}$)				
HUMEDOS ($U_s \leq 24 \text{ V}$)				
MOJADOS ($U_s \leq 24 \text{ V}$)				

TS Tensión de seguridad

 Dispositivo diferencial

 Doble aislamiento

 Transformador de separación de circuitos

Figura nº 32. Simbología empleada en los sistemas de protección eléctricos.

CAPÍTULO VIII: PUESTAS A TIERRA

1. INTRODUCCIÓN

La puesta a tierra es una de las medidas de seguridad incluidas en la categoría B. Suele estar acompañada de otras medidas (relés diferenciales, etc), que garanticen un alto nivel de seguridad en las instalaciones.

La puesta a tierra se basa en la propiedad de que las cargas eléctricas (electrones), siempre intentarán alcanzar valores energéticos mínimos, para estar en equilibrio. La tierra es el punto de potencial cero, masa o energía mínima, que mejor se adapta a los requisitos de las instalaciones eléctricas, siendo utilizada como tensión de referencia o tensión neutra. No obstante, el valor de este potencial no es constante en todos los terrenos, viéndose influenciada por corrientes telúricas u otras anomalías del substrato. Tampoco la resistividad del terreno es igual y uniforme para los distintos terrenos, dependiendo de los materiales que lo forman, ni tan siquiera para un mismo tipo de terreno, los valores de la resistividad se mantendrán constantes a lo largo del año, variando desde valores mínimos en épocas lluviosas y húmedas, a valores máximos durante los periodos secos.

Los materiales a conectar a una puesta a tierra, serán partes metálicas normalmente sin tensión. La conexión a tierra de partes no metálicas y por tanto no conductoras no surgiría mayor efecto por la falta de continuidad. La conexión de partes metálicas normalmente en tensión, resultaría del todo negativa ya que las corrientes fluirían hacia tierra directamente (fuga a tierras), sin producir el trabajo al que están encomendadas.

Los principales motivos por los que se realiza una correcta puesta a tierra, unida a un dispositivo de corte por intensidad de defecto pueden sintetizarse en:

- Limitar las tensiones de las partes metálicas de los equipos o máquinas a valores no peligrosos para las personas.
- Asegurar, en caso de avería del material utilizado, la actuación correcta de las protecciones, de forma que la parte de la red averiada quede separada de las fuentes de alimentación, eliminando los riesgos propios de la avería.
- Impedir la acumulación de cargas electrostáticas o inducidas en los equipos, máquinas, o elementos metálicos, que se hallen en zonas con riesgo de explosión.
- Constituye un sistema de protección contra incendios, al limitar en tiempo y valor las corrientes de fuga.

Actuando, la puesta a tierra, como único elemento protector, en los siguientes casos:

- Contra las descargas atmosféricas o electroestáticas.
- En redes con neutro aislado, como elemento de unión de las diferentes masas.
- Como unión equipotencial.

La normativa sobre puestas a tierra está regida por:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
 - Artículo 23.
 - Hoja interpretativa nº 4.
 - Instrucciones Complementarias, 017, 023 y 039.
- Normas Tecnológicas de la Edificación (NTE o NBE).
 - Instrucciones sobre Puesta a Tierra. NTE-IEP/1973.
 - Instrucciones sobre Pararrayos, NTE-IPP/1973.
 - Instrucciones sobre Antenas. NTE-IAA.

- Recomendaciones UNESA.
 - Para alta tensión o baja tensión que lo requieran: 6501C, 6502A y 6503A.

2. DEFINICIÓN DE PUESTA A TIERRA

La definición, que el reglamento eléctrico de baja tensión (REBT) realiza sobre puesta a tierra, es: “la denominación puesta a tierra comprende toda la ligazón metálica directa, sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo, o grupo de electrodos, enterrados en el suelo, con objetivo de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falta o de las descargas de origen atmosférico”.

Este sistema de protección se basa en impedir que se produzcan tensiones o diferencias de potencial superiores a los 24V, mediante la colocación de conductores paralelos a los conductores de fase, capaces de enviar a tierra cualquier corriente de fuga, de derivación, o las debidas a descargas atmosféricas.

3. PARTES DE QUE CONSTA LA PUESTA A TIERRA

Todo sistema de puesta a tierra consta de los siguientes elementos mostrados en la figura:

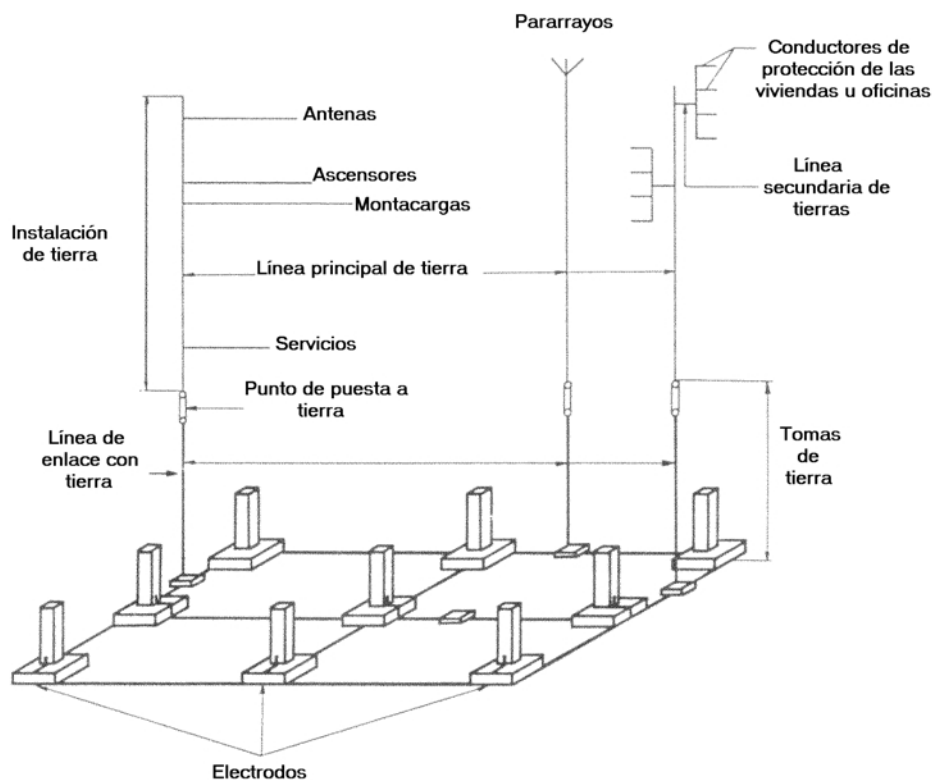


Figura nº 1. Puesta a tierra con conducción enterrada (conductor o electrodo en anillo).

Estos elementos los podemos agrupar de la siguiente forma:

- Terreno o tierra. Encargado de disipar todas las energías que a él accedan.
- Toma de tierra. Parte enterrada en el terreno, formada por:
 - El terreno o tierra.
 - Electrodo.
 - Línea de enlace con tierra.
 -
- Instalación de puesta a tierra. Parte exterior al terreno, formada por:
 - Línea principal de tierra.
 - Derivaciones de la línea principal de tierra.
 - Conductores de protección.

3.1. El terreno

El terreno es el encargado de disipar las corrientes de defecto y las cargas de tipo atmosférico que a él accedan. La elección de un terreno, o de una orientación geográfica determinada, es de suma importancia para que las puestas a tierra resulten eficaces y correctas.

No todos los terrenos son iguales (existe gran variedad de ellos), ni aún tratándose de un mismo tipo de terreno se puede hablar de composición homogénea. También la profundidad o las condiciones climáticas de la zona influyen altamente en la composición de los mismos y por tanto en sus propiedades eléctricas. Por todas estas razones, se hace imprescindible la medida directa de la resistividad eléctrica del terreno, siendo los valores que las tablas o gráficos dan sobre esta magnitud, puramente orientativos y aproximados.

La resistividad de un terreno es, por tanto, el primer dato que hay que conocer para la realización de una puesta a tierra, tanto si se trata de un edificio destinado a viviendas como si la instalación pertenece a una industria.

El terreno se clasifica en función de su resistividad eléctrica ρ [$\Omega \cdot m$]. Esta resistividad, representa la resistencia que ofrece un cubo de tierra de un metro de arista, al que se le aplica una diferencia de potencial y por tanto es recorrido por una corriente eléctrica, cuyo cociente nos proporcionará la resistencia del mismo. En la realidad se realizan ensayos en el propio terreno, existiendo diferentes componentes que nos permiten su determinación, como se expondrá al final del capítulo.

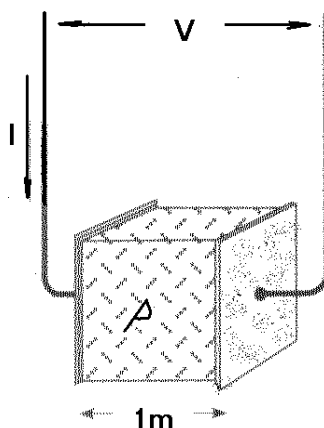


Figura nº 2. Cubo de terreno de 1m de arista para la medida de la resistividad del terreno.

La siguiente tabla proporciona la resistividad de los diferentes tipos de terreno en función de sus características.

TIPOS DE TERRENO MÁS UTILIZADOS	RESISTIVIDAD EN OHMS*M
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Ya se ha indicado que los terrenos son de muy diversa composición, y que aún un mismo terreno presenta particularidades muy diferentes según los condicionantes climáticos a los que este expuesto, pero se puede resumir el comportamiento de los mismos de forma que:

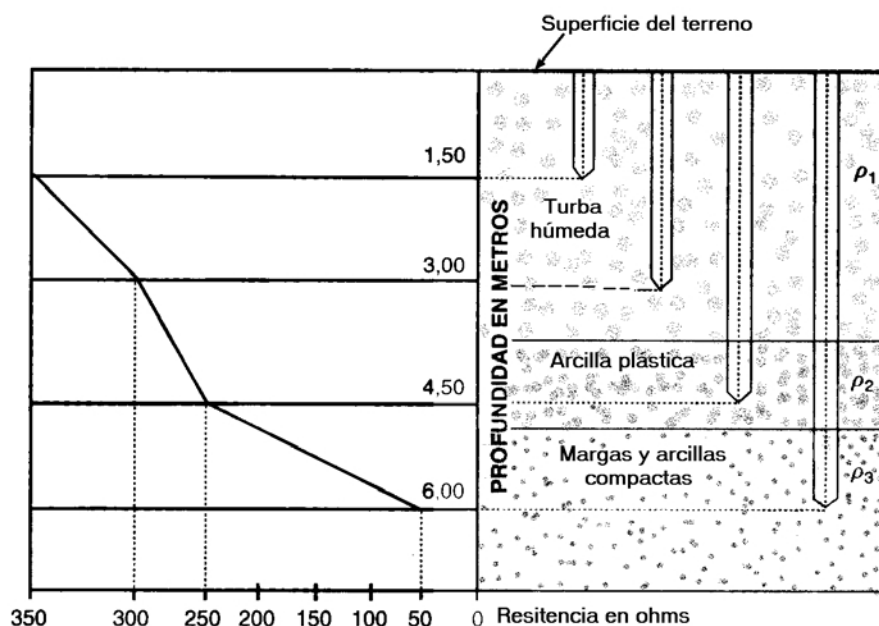


Figura nº 3. Variación de la resistividad del terreno para distintas profundidades y capas.

- Al aumentar la humedad disminuye la resistividad.
- Terrenos con altos índices de salinidad presentan valores de resistividad menores.
- Normalmente la profundidad es inversamente proporcional a la resistividad.

- La temperatura ejerce un papel muy importante. Con temperaturas inferiores a 0°C (formación de hielo), la resistividad de un mismo terreno aumenta de forma muy considerable.
- Suelos oscuros y profundos (turberas, Humus, limos, etc), suelen presentar los valores más bajos de resistividad.
- Estratigrafía del terreno.
- Factores de naturaleza eléctrica.

Podemos extraer de las pautas de comportamiento del terreno, unas conclusiones para la correcta realización de una puesta a tierra:

- Al buscar la posible orientación de la toma de tierra, con preferencia se utilizarán las orientaciones norte, ya que conservarán la humedad de forma más constante a lo largo de todas las estaciones del año.
- Se evitarán terrenos pedregosos, zonas de residuos, basureros, etc.
- Para la disipación de la energía es necesario disponer de suficiente masa de terreno, por tanto, no se realizará la puesta a tierra en zonas donde la proximidad de muros o edificios, cursos de agua, zonas valladas, cercas metálicas, etc, impidieran la correcta disipación de la energía o pudieran transmitirla a otras zonas de forma peligrosa.
- En zonas con riesgos de heladas, se profundizará lo suficiente, para que en la época más desfavorable, el electrodo quede libre de hielos.
- Cuando la longitud del electrodo sea tal que atravesase diferentes capas de materiales (diferentes resistividades), el valor medido de resistividad será el valor promedio.

3.2. Tomas de tierra

Se denomina toma de tierra al elemento de unión entre el terreno (zona enterrada), y el circuito instalado fuera del mismo. Esta constituida por:

- Electrodos.
- Línea de enlace con tierra:
- Punto de puesta a tierra.

■ Electrodos

Es una masa metálica en permanente contacto con el terreno. Su misión es facilitar el paso de las corrientes de defecto o cargas eléctricas al terreno que actuará como descargador. Existen diferentes tipos de electrodos, siendo los mas utilizados los conductores de protección, mallas, picas, placas, pilares, armaduras, etc.

Con la puesta a tierra se pretende que el electrodo este a potencial 0V. También es conocido como resistencia de paso a tierra, ya que se considera que no varía el potencial, siendo su valor inalterable.

Todos los electrodos introducidos en terrenos con mayor o menor grado de humedad, están sometidos a efectos de corrosión, lo cual puede responder a diferentes causas, entre las que destacamos:

- Ataque de los agentes químicos del terreno.
- Corrientes galvánicas.
- Corrientes telúricas.
- Corrosión del metal por la humedad del terreno.

Las corrientes galvánicas se producen por la interacción de las partes metálicas enterradas en el terreno (armaduras, conducciones metálicas, pilares, etc).

Las corrientes telúricas se originan por la propia composición del terreno unido al campo magnético terrestre.

Estos fenómenos pueden llegar a destruir por corrosión las piezas metálicas introducidas en el terreno, por lo que es conveniente conocer qué electrolitos dominan en el terreno, así como su interacción sobre los diversos materiales utilizados para la fabricación de los electrodos, lo que facilitará una más correcta elección de los mismos.

Los materiales más empleados para la fabricación de los electrodos son el cobre y el acero galvanizado. El cobre resiste bien la corrosión, a excepción de suelos alcalinos o medios amoniacales, siendo también atacado por cenizas o escorias. El hierro o acero galvanizado, por el contrario, suele estar mas expuesto al ataque de terrenos situados a mayor profundidad (humedad, sales, etc).

Los electrodos pueden dividirse en dos grupos: electrodos naturales y electrodos artificiales, dependiendo de sí su cometido es común a otros usos, o exclusivo de la puesta a tierra, respectivamente.

- Electrodos naturales.

Se denomina electrodos de origen natural, a aquellas partes metálicas que por alguna causa, ajena a la puesta a tierra, ya están en contacto con el terreno. Dentro de este grupo se encuentran pilares, estructuras, conducciones metálicas, etc.

- Mallas.

Este tipo de electrodo consiste en unir todos los pilares metálicos o de hormigón armado que forman la estructura del edificio, comportándose como electrodos potencialmente disipadores de energía. La unión de los mismos se realiza por un conductor de cobre recocido y desnudo con una sección mínima de 35mm^2 , de cuerda circular con un máximo de 7 alambres y una resistencia de $R= 0.514\Omega/\text{km}$ según la MIBT039. Este conductor unirá los distintos pilares metálicos a lo largo de todo el ancho de una cara y en los de hormigón armado, a dos de las varillas del mismo. Al conductor de unión se le denomina línea de enlace con tierra.

Figura nº 4. Sección de una planta de un edificio con su correspondiente puesta a tierra.

La unión se realizará siempre con soldadura aluminotérmica, o unión de tipo mecánico, que asegure la buena conductividad de la misma, su perdurabilidad con el paso del tiempo, y la resistencia al paso de grandes corrientes (alto punto de fusión).

Para proceder a la instalación, se realizará una zanja de 80cm de profundidad, o como mínimo de 40cm, si el terreno es muy buen conductor a esa profundidad; seguidamente se introducirá el conductor desnudo (por lo que realizará funciones de electrodo, además de línea de enlace con tierra), y se rellenará la zanja con buenos materiales conductores (humus, turba, limus), a estos materiales es posible añadir sales y grasas para aumentar su conductividad.

Una vez realizada toda la conexión de la malla, en la correspondiente arqueta de conexión, se unirá el conductor de enlace con tierra a un extremo del punto de puesta a tierra, mientras que el otro extremo del punto de puesta a tierra se unirá a la línea principal de tierra, que ya saldrá del interior del terreno.

■ Electrodoos artificiales

Se denomina electrodos de origen artificial, a aquellas partes metálicas, que se introducirán en el terreno a efectos exclusivamente de realizar una puesta a tierra, no teniendo ninguna otra función. Dentro de este grupo se encuentran picas, placas, conductores enterrados etc.

■ Picas.

Son electrodos alargados, en forma de lanza, para facilitar su introducción vertical en el terreno. Las picas más comunes están fabricadas con acero recubierto de cobre, siendo sus dimensiones de 2m de longitud con unos diámetros que van desde 14mm en cobre, hasta valores de 25mm, en las de acero galvanizado. Las partes constitutivas de una pica son las mostradas en la figura:

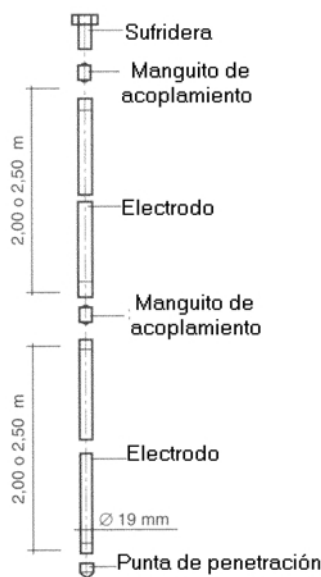


Figura nº 5. Partes de que consta una pica convencional.

Las picas suelen fabricarse con el alma de acero y un recubrimiento de cobre de unos 2mm. La unión de estos materiales se realiza por medio de un sistema de unión molecular entre el cobre y el acero, lo que impide que se raye la pica al ser introducida en el terreno.

Las picas pueden colocarse en el terreno de dos formas distintas:

- En profundidad: se interconectan las picas, una encima de otra, mediante el correspondiente empalme o manguito de acoplamiento, llegándose de esta forma a profundidades considerables. Los pasos a seguir para su correcta instalación son:

- Realizar un pozo de inspección.
- Se prepara la primera pica con su sufridera y punta de penetración.
- Se golpea la pica, por la sufridera, mientras esta se introduce en el terreno.
- Se prepara la segunda pica, quitando la sufridera y sustituyéndola por el manguito de acoplamiento.
- Se comprueba la resistencia de tierra en cada nuevo tramo.
- Cuando la resistencia es la pedida, se interconectan las picas con la línea de enlace con tierra.

Este método es utilizado en zonas con escasez de terreno, pero en todo caso se debe asegurar un mínimo de terreno que permita la correcta disipación de la energía. Se deben tener presente, asimismo, las diferentes capas de subsuelo, ya que con resistividades diferentes, también disiparan la energía de forma diferente.

- En paralelo: esta es la disposición más utilizada, pero que requiere una mayor superficie de terreno disponible. Las picas se colocan de una en una, siempre separadas por una distancia como mínimo del valor de su longitud (normalmente 2m), aunque es recomendable, para una mejor disipación de la energía, que esta distancia se incremente al doble, es decir 4m.

Con este método es posible medir la resistividad de la primera pica, conocido el valor, se puede determinar el número de picas que será necesario instalar, ya que la resistencia con dos picas será la mitad, un tercio con tres, etc.

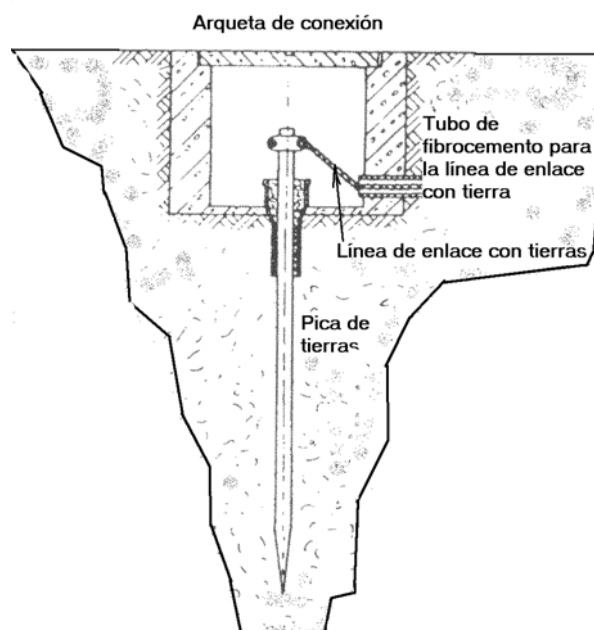


Figura nº 6. Puesta a tierra con electrodo de pica.

Para cada pica (tanto si están colocadas en profundidad, o en disposición paralelo), se construirá una arqueta de unión. Esta arqueta tendrá las paredes y tapas, fabricados de hormigón armado ó muros aparejados con unas dimensiones adecuadas, y contendrá en su interior la parte superior de la pica (a unos 30cm de profundidad), a ella accederá un tubo de fibrocemento (a 50cm de profundidad), que contendrá en su interior la línea de enlace con tierra (del mismo tipo de conductor que el requerido para las mallas) que impedirá, que las posibles corrientes de falta, no creen campos magnéticos ó gradientes de potencial peligrosos para las personas cercanas a la instalación.

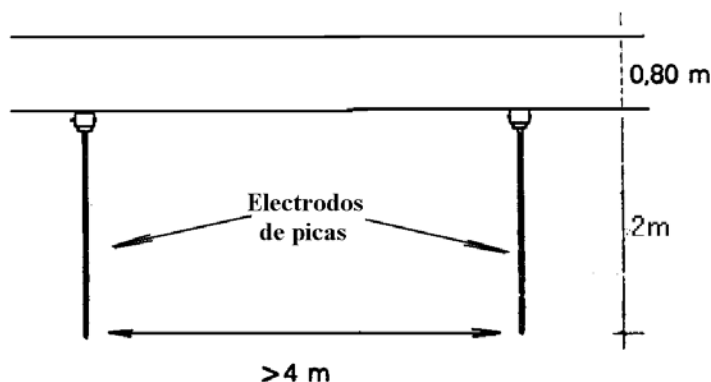


Figura nº 7. Colocación de picas en disposición paralelo.

La unión de la pica con la línea de enlace se realizara por medio soldadura aluminotérmica, ó con una unión mecánica que garantice la inalterabilidad con el paso del tiempo. En este caso la línea de enlace con tierra no puede ser considerada como parte del electrodo, ya que al no estar en contacto directo con el terreno, no puede disipar energía, realizando solamente su función de enlace entre el electrodo (pica) y los puntos de puesta a tierra.

La fórmula que nos permite obtener la resistencia de paso a tierra es:

$$R = \frac{\rho}{L}$$

Donde: ρ = Resistividad aparente del terreno.
 L = Longitud total de pica enterrada en m.

■ Placas.

Son electrodos de forma rectangular con una superficie mínima de 0.5m^2 (0.5m por 1m), el espesor es de 2mm si son de cobre, ó bien de 2.5mm, si son de acero galvanizado.

Las placas presentan una gran superficie de contacto con el terreno, en relación con su espesor, siendo muy grande la cantidad de energía que pueden disipar.

Su colocación es siempre en disposición paralelo, realizándose para ello los siguientes pasos:

- Realizar un hoyo que permita colocar la placa de forma vertical, quedando la arista superior a una profundidad como mínimo de 50cm de la superficie.
- Se coloca la placa rellenándose el pozo con buena tierra conductora (igual que en la colocación de las mallas), se puede añadir sales y grasas que aumenten su conductividad, regándose el terreno.
- Se construye la arqueta de inspección (de las mismas características que las determinadas para la colocación de las picas).
- A la arqueta de inspección accederá, un tubo de fibrocemento o gres, para evitar los gradientes de potencial peligrosos.
- Se realizará la unión de la placa con la línea de enlace con tierra (de las mismas características que las determinadas para las mallas o picas), por medio de unión mecánica o soldadura aluminotérmica inalterable con el paso del tiempo.
- La línea de enlace con tierra, al estar aislada de la tierra, no puede ser considerada como parte del electrodo (como ocurría con las mallas), realizando solamente la función de unión.

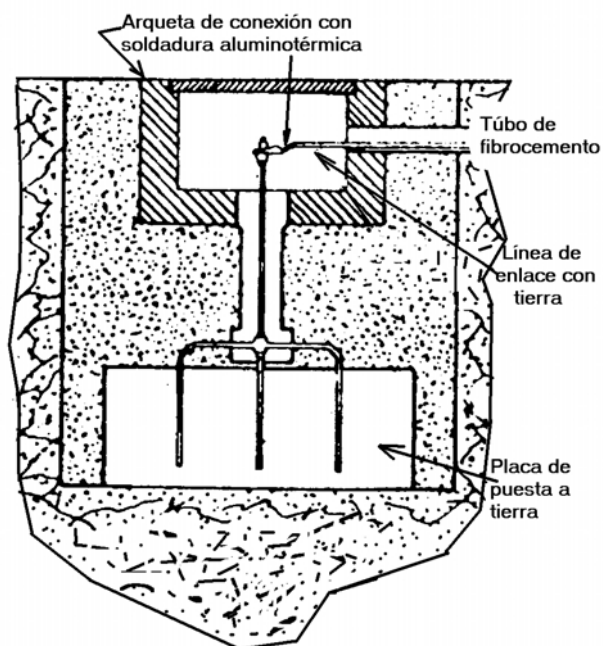


Figura nº 8. Electrodo de placa enterrada con su arqueta de conexión.

La fórmula que nos permite obtener la resistencia de paso a tierra es:

$$R = 0.8 \bullet \frac{\rho}{P}$$

Donde: ρ = Resistividad aparente del terreno.
 P = Perímetro de la placa en m.

■ Conductores enterrados.

Este tipo de electrodos, está formado por cables ó pletinas desnudas, enterradas horizontalmente debajo de las cimentaciones de los edificios.

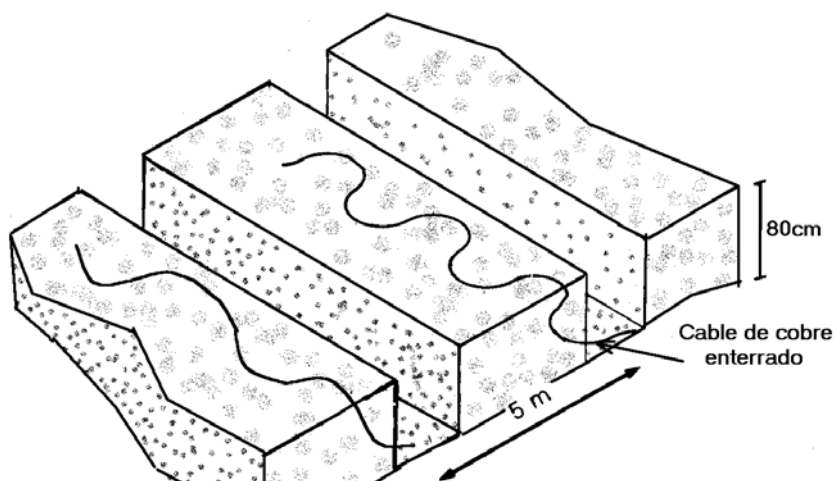


Figura nº 9. Puesta a tierra mediante conductores enterrados.

Los materiales más empleados para este tipo de electrodos son:

- Cable de cobre recocido de 35mm² de sección mínima.
- Pletinas de cobre de igual sección que el conductor de cobre, o bien si son de acero galvanizado esta sección aumenta a 95mm² como mínimo.
- Aleaciones de otros materiales. La sección estará en concordancia con los mínimos establecidos en los apartados anteriores.

La colocación de estos conductores o pletinas, se realiza mediante zanjas abiertas en las cimentaciones del propio edificio. La profundidad, según las Normas Tecnológicas, será como mínimo de 80cm, estando ubicados los cables a una distancia entre ellos no menor a 5m.

Como en los restantes electrodos se rellenará la zanja con materiales con baja resistividad (tierras oscuras, grasas, sales, etc), uniéndose a otros electrodos, en caso necesario, siempre mediante la utilización de soldadura aluminotérmica.

En este caso electrodo y línea de enlace con tierra, al igual que pasaba con las mallas, también se confunden, realizando el conductor las dos funciones.

La fórmula que nos permite obtener la resistencia de paso a tierras es:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L}$$

Donde: ρ = Resistividad aparente del terreno.
L = Longitud en m del cable enterrado.

- Otros electrodos.

Los electrodos más utilizados para una correcta puesta a tierra, son los descritos en los apartados precedentes, pero otros materiales metálicos pueden llegado el caso, ser utilizados también como electrodos. Así cimentaciones, conducciones de agua (con muchas limitaciones y siempre con permiso expreso de la compañía suministradora y de acuerdo con el REBT), vigas metálicas etc, pueden pasar a formar parte de la toma de tierra.

■ Línea de Enlace con Tierra

La forman los conductores que unen los electrodos, o anillo, con el punto de puesta a tierra. El conductor será de cobre recocido de 35mm² de sección como mínimo, o de sección equivalente si se utiliza otro material.

La instrucción MIBT-017 nos indica las características específicas que deben cumplir estos conductores, que ya han estado predefinidos en el apartado de electrodos anterior.

La línea de enlace con tierra siempre transcurrirá por el interior del terreno, nunca de forma superficial, y solo formara parte del electrodo, cuando no discurra por el interior de tubo aislante (gres, fibrocemento, etc) alguno.

■ Punto de Puesta a Tierra

Esta es la última parte de la Toma de Tierra, y según el REBT se define como: “Es un punto situado fuera del terreno que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra”. Por tanto es el punto que une la Toma de Tierra (parte enterrada y de la que forma parte), con la Instalación Exterior de Tierra, como se puede apreciar en la Figura

El punto de puesta a tierra estará constituido por un dispositivo de conexión (regleta, placa, borne, etc.) que permita la unión entre los dos conductores que a él acometen: la línea de enlace con tierra

y la Línea Principal de Tierra; de forma que pueda, mediante útiles apropiados, separarse de esta última con el fin de poder realizar la medida de la resistencia a tierra, o bien simplemente, llevar a cabo un periódico servicio de mantenimiento.

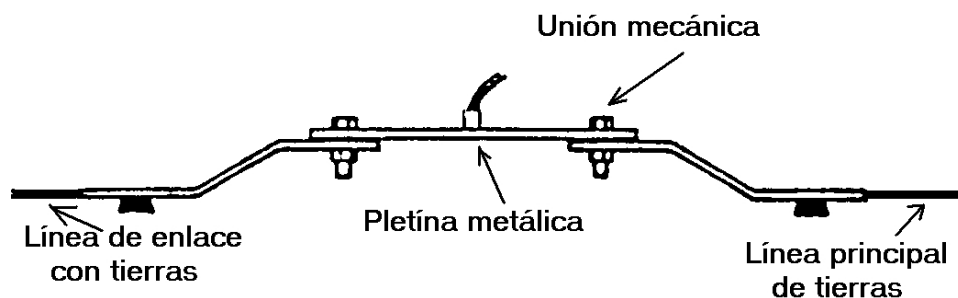


Figura nº 10. Detalle de un punto de puesta a tierra.

Asimismo la instrucción MIBT-023 del REBT indica que, “Las instalaciones que lo precisen dispondrán de un número suficiente de puntos de puesta a tierra convenientemente distribuidos, que estarán conectados al mismo electrodo o conjunto de electrodos”.

La localización de los puntos de puesta a tierra, en un edificio de características normales, debe realizarse en:

- Instalación de las antenas.
- Instalación del pararrayos.
- Los patios de luces destinados a cocinas y cuartos de aseo.
- El local a o lugar de la centralización de los contadores.
- La base de las estructuras metálicas de los ascensores y montacargas
- El punto de ubicación de la caja general de protección
- Cuadro de contadores.
- Cualquier local donde se prevea la instalación de elementos destinados a servicios generales o especiales y que por su clase de aislamiento o condición de instalación, deban ponerse a tierra.

La Norma Tecnológica NTE-IEP “Puesta a Tierra”, nos indica las características que deben reunir las arquetas del punto de puesta a tierra.

Como se aprecia en la figura, el punto de puesta a tierra estará formado por paredes de hormigón o de muro aparejado de un espesor considerable (hasta 12cm). La tapa será del mismo material con una resistencia como mínimo de 175kg/cm^2 . A él acometerá un tubo de fibrocemento de 60mm de diámetro.

La pletina de cobre recubierto de cadmio, tendrá una longitud de 30cm de largo, por 2.5cm de ancho y unos 5mm de espesor. En sus extremos se soldará, o unirá de forma solidaria, la línea principal de tierra y la línea de enlace con tierra, asegurándose que no pueda, por medios accidentales, producirse su desconexión.

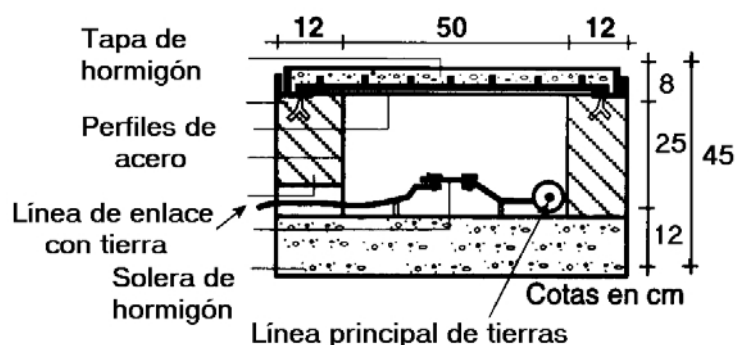


Figura nº 11. Arqueta de conexión para el punto de puesta a tierra.

3.3. Instalación de puesta a tierra

La instalación exterior de puesta a tierra nunca puede interrumpirse, por tanto estará formada por un conductor de cobre, sin elementos de protección, ni fusibles, ni ningún otro dispositivo de protección o seccionador que pueda interrumpir su continuidad. Discurrirá paralela a la instalación de enlace, desde la caja general de protección, hasta el último punto de luz o toma de corriente de la instalación eléctrica de un edificio, enlazando todas las partes metálicas, con el terreno mediante la toma de tierra.

La instalación de puesta a tierra la forman las siguientes líneas:

- Línea principal de tierra.
- Línea secundaria de tierra.
- Conductores de protección.

Ya hemos insistido en la necesidad de la continuidad eléctrica de esta instalación, por tanto estas tres partes anteriores, son simplemente una sola unidad con diferente sección y nombre.

■ Línea principal de tierra

Se denomina línea principal de tierra a los conductores que parten del punto de puesta a tierra. A ésta, estarán conectadas las derivaciones para la puesta a tierra de las masas, a través de los conductores de protección y de las derivaciones de la línea principal de tierra.

El conductor será de cobre de 16 mm² de sección como mínimo, y estará convenientemente aislado, discurriendo paralelo a la línea de enlace o a la instalación correspondiente. Un ejemplo típico de la ubicación de esta línea principal de tierra en un edificio destinado a viviendas, sería el circuito que transcurriría desde la caja general de protección hasta el cuadro de contadores, es decir, la línea repartidora (existirían pletinas para la unión, con soldadura aluminotérmica, de la línea principal de tierra, con la línea secundaria de tierra en el cuadro de contadores). Los conductores de la línea repartidora, serían en este caso, los conductores de referencia a la hora de utilizar la tabla nº 1, para dimensionar la línea principal de tierra.

Existirá una línea principal de tierra para cada punto de puesta a tierra, así en un edificio destinado a viviendas, locales comerciales u oficinas tendremos las siguientes líneas:

- Para la instalación de las antenas (la sección mínima será de 6mm^2).
- Para la instalación del pararrayos (la sección mínima será de 50mm^2).
- Para las cocinas y cuartos de aseo, etc, (la sección mínima será de 6mm^2).
- Para el local a o lugar de la centralización de los contadores.
- Para la base de las estructuras metálicas de los ascensores y montacargas
- Para el punto de ubicación de la caja general de protección
- Para el cuadro de contadores.

En cuanto a las pautas a seguir para su correcto dimensionado, se realizará de acuerdo con:

- Las dimensiones estarán determinadas por una sección mínima de 16mm^2 , teniendo presente que siempre se comparará con los conductores de fase que a ella discurren paralelos, aplicándose la siguiente tabla, MIBT-017. Del REBT.

Sección conductor de fase	Sección conductor de protección
$S_f < 16\text{mm}^2$	$S_p = S_f$
$16\text{mm}^2 < S_f < 35\text{mm}^2$	$S_p = 16\text{mm}^2$
$S_f > 35\text{mm}^2$	$S_p = S_f / 2$

Tabla nº 2. Secciones mínimas para la línea principal de tierra.

Aparte siempre será superior la sección de la línea principal de tierra a la de la línea secundaria de tierra.

La sección será tal qué, delante de cualquier defecto o fuga que pueda producirse, la máxima corriente que circule nunca será mayor, qué la que provoque una corriente cercana al punto de fusión del cobre o materiales que formen el conductor de protección en un tiempo máximo de 2seg, tiempo más que suficiente, para provocar la desconexión de los elementos de protección.

■ Derivaciones de la línea principal de tierra

Son aquellos conductores que unen la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas. Un ejemplo sencillo que nos permite ver la ubicación de esta línea secundaria de tierra sería la derivación individual de un edificio de viviendas. Así los conductores que la acompañarían serían los que, saliendo del cuadro de contadores (donde existiría una pletina a tal fin), alcanzasen el ICP (interruptor de control de potencia) ya en el interior de la vivienda del abonado (volverían a conectarse a una pletina de donde partirían los conductores de protección).

El material utilizado para los conductores de la línea secundaria de tierras son los mismos que los empleados para la línea principal.

Al igual que en la línea principal, la tabla de referencia es la dada por la MIBT-017 del REBT. Siendo los conductores de fase, los que circulen paralelos al conductor de protección (dentro del mismo tubo).

Sección conductor de fase	Sección conductor de protección
$S_f < 16\text{mm}^2$	$S_p = S_f$
$16\text{mm}^2 < S_f < 35\text{mm}^2$	$S_p = 16\text{mm}^2$
$S_f > 35\text{mm}^2$	$S_p = S_f / 2$

Tabla nº 3. Secciones mínimas para las derivaciones de la línea principal de tierra.

El mínimo permitido es de 2.5mm^2 de sección, sí los conductores disponen de protección mecánica, o de 4mm^2 de sección, sí los conductores carecen de la misma, debiéndose tener también presente

qué, la sección de los conductores de esta línea secundaria de tierra, siempre será mayor que la de los conductores de protección que a ella acometen.

Las uniones con la línea principal de tierra, o con los conductores de protección se realizará mediante soldadura aluminotérmica con alto punto de fusión y baja resistencia de contacto, o con elementos de presión mecánica que asegure la continuidad del circuito aún con solicitaciones adversas. Sí la unión no es entre cables sino con masas, igualmente se utilizarán los métodos descritos anteriormente.

Como norma general estos conductores llevarán su correspondiente aislante (de igual color que los conductores de protección, amarillo-verde a rayas), discurrirán paralelos y conjuntamente con los de fase por un mismo tubo, intentándose que el recorrido sea lo menor posible, sin cambios bruscos de dirección y sin estar sometidos a esfuerzos mecánicos.

■ Conductores de protección

Su misión es asegurar la protección contra los contactos indirectos. Estos conductores son de cobre y unen la derivación de la línea principal de tierra con las masas de las instalaciones (cañerías, calderas, canalizaciones, marcos metálicos de puertas y ventanas etc). Siguiendo con el ejemplo del edificio de viviendas, la ubicación de estos conductores correspondería al circuito que discurre desde el cuadro general de mando y protección, hasta el último punto de luz o toma de corriente de la instalación interior, es decir es el último eslabón del circuito eléctrico, en este caso, del circuito de protección.

Los conductores de fase de referencia, corresponden a los conductores del circuito interior de la vivienda, local comercial, u oficina, con los cuales transcurrirá paralelo el conductor de protección, por el interior del mismo tubo.

Al igual que en la línea principal y la línea secundaria de tierra, la tabla de referencia es la dada por la MIBT-017 del REBT. Siendo los conductores de fase, los que circulen paralelos al conductor de protección (dentro del mismo tubo).

Sección conductor de fase	Sección conductor de protección
$S_f < 16\text{mm}^2$	$S_p = S_f$
$16\text{mm}^2 < S_f < 35\text{mm}^2$	$S_p = 16\text{mm}^2$
$S_f > 35\text{mm}^2$	$S_p = S_f / 2$

Tabla nº 4. Secciones mínimas para el conductor de protección.

El mínimo permitido es de 2.5mm^2 de sección, sí los conductores disponen de protección mecánica, o de 4mm^2 de sección, sí los conductores carecen de la misma.

Las uniones con la línea secundaria de tierra ya han sido descritas en el apartado anterior, realizándose con soldadura aluminotérmica con alto punto de fusión y baja resistencia de contacto, o con elementos de presión mecánica que asegure la continuidad del circuito aún con solicitaciones adversas. Sí la unión no es entre cables, sino con masas, igualmente se utilizarán los métodos descritos anteriormente.

Existen finalmente unas normas concretas sobre los conductores de protección que nos indica la MIBT-017 del REBT/1973. Entre las más importantes podemos destacar y resumir:

- Los conductores de protección serán fácilmente identificables mediante colores llamativos como son el amarillo-verde a rayas.
- Cada circuito eléctrico llevara su correspondiente conductor de protección.
- Los tubos por donde discurran los conductores de fase de un circuito determinado, siempre llevarán también su correspondiente conductor de protección.

- Las conexiones se realizarán con soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión y baja resistencia de contacto, o bien mediante elementos de presión mecánica que asegure la correcta continuidad del circuito incluso con solicitaciones adversas mecánicas.
- Las instalaciones con diferentes niveles de tensión, tendrán también conductores de protección diferentes.

4. RESISTENCIA DE PASO A TIERRAS

La finalidad última de una puesta a tierra, es la de ofrecer un camino fácil hacia tierra para las corrientes que puedan surgir a causa del mal funcionamiento de una instalación. Un buen contacto permite el paso de la corriente eléctrica, mientras que un mal contacto lo dificulta, al valor que define la bondad de este contacto, se le denomina resistencia de paso a tierra, R (Ω). Así resulta indispensable que a la hora de dimensionar los electrodos sobre un terreno determinado, el valor de la resistencia de paso a tierras sea el menor posible y se pueda mantener constante a lo largo de todo el año.

Las Normas Tecnológicas de la Edificación nos determina los valores máximos de la resistencia de paso a tierra para diversos casos comunes:

- Edificios sin pararrayos..... $R < 80\Omega$.
- Edificios con pararrayos..... $R < 15\Omega$.
- Edificios con instalaciones especiales..... $R < 5\Omega$.

La resistencia de paso a tierra se mide desde el punto de puesta a tierra, siendo por tanto, la combinación de las resistencias de los electrodos más la de las líneas de enlace con tierra. Todo este entramado se ve afectado por las variaciones que sufre el terreno a lo largo del año, coincidiendo con las variaciones climáticas que se producen. Entre los factores que más afectan la variación del valor de la resistencia de puesta a tierra podemos citar: la humedad, la salinidad, la estatigrafía del terreno, la temperatura, factores de origen eléctrico, etc.

5. ELEMENTOS A CONECTAR A LA PUESTA A TIERRA

Según la NTE, a fin de conseguir una red equipotencial correcta dentro del edificio en contacto con tierra, se conectarán a tierra todos los elementos metálicos susceptibles de ponerse en tensión bajo ciertas circunstancias. Los elementos a conectar a los puntos de puesta a tierra serán los siguientes:

- La instalación de pararrayos.
- La instalación de antena colectiva de TV o FM
- Las estructuras metálicas y armaduras de muros y soportes de hormigón.
- Las instalaciones de fontanería, gas, calefacción, depósitos, calderas, guías de aparatos elevadores y, en general todo elemento metálico importante.
- Cuadro de contadores.
- Caja general de protección.
- Masas de las instalaciones eléctricas.

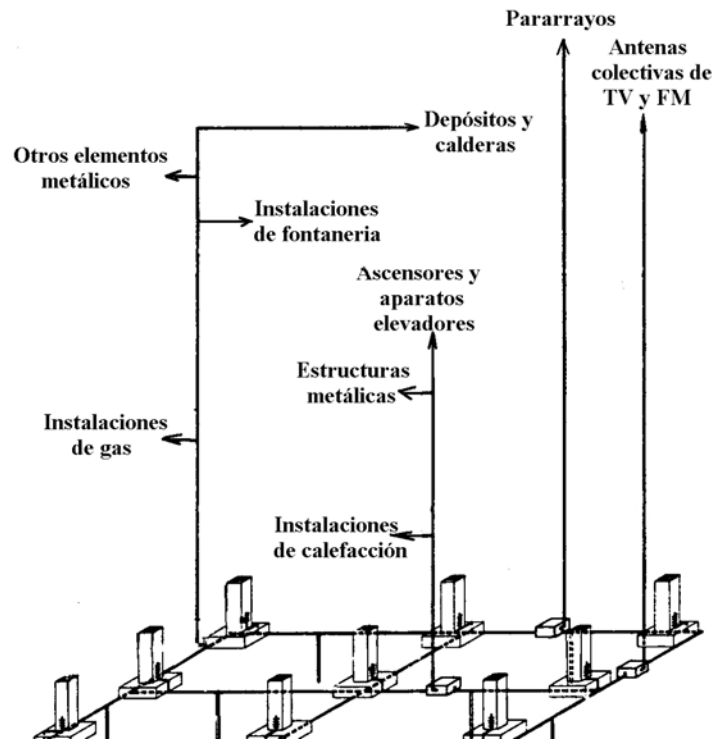


Figura nº 12. Elementos más comunes a conectar a una puesta a tierra.

6. TENSIÓN DE PASO Y TENSIÓN DE CONTACTO

Estas dos tensiones son importantes a la hora de determinar los potenciales peligrosos delante de una fuga a tierras.

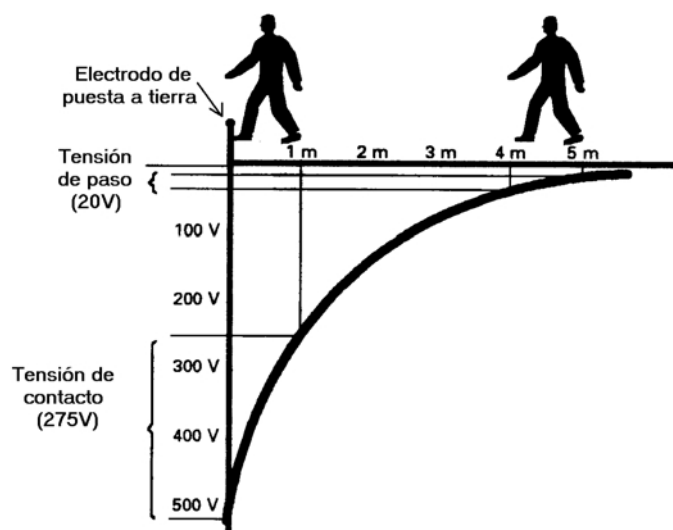


Figura nº 13. Distribución del gradiente de potencial a partir de un electrodo de tierra.

- Tensión de paso: es la diferencia de tensión que puede aparecer entre dos puntos del terreno adyacente a la puesta a tierra, separados una distancia de 1m (distancia de paso), delante de una fuga a tierras. Se evitará que esta tensión alcance valores peligrosos para los seres humanos.
- Tensión de contacto: es la diferencia de tensión que puede aparecer entre dos puntos situados a 1m de distancia cuando existe una fuga a tierras, siendo estos puntos, la pica o el cable de enlace con tierra y el terreno a 1m de distancia.

7. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

Ya se ha comentado que el valor de la resistencia de paso a tierra depende de tres factores:

- El terreno.
- El electrodo.
- Contacto electrodo-terreno.

Por otra parte, también hemos visto qué, los valores máximos admitidos, en caso de corriente de defecto, eran:

- $R \leq 80 \Omega$ en edificios destinados a viviendas
- $R \leq 15 \Omega$ en edificios con pararrayos
- $R \leq 5 \Omega$ en instalaciones especiales.

Para el cálculo teórico de la puesta a tierra, podemos emplear al menos tres procedimientos, que en la práctica quedan más limitados:

- Toma de tierra específica con pica, placa, etc.
- Toma de tierra en edificios con electrodos naturales.
- Toma de tierra conocido el valor de la resistencia de paso una vez se ha clavado la primera pica o placa.

7.1. Toma de tierra específica con pica o placa

Este es uno de los métodos teóricos más utilizados y consiste en los siguientes pasos:

- Previamente se ha medido (como se explicará posteriormente), la resistividad del terreno, o en su caso, se ha usado para determinar el valor de esta resistividad la tabla aproximada de resistividades de diversos terrenos dada por el REBT.
- Identificaremos si el local a poner a tierras, dispone de pararrayos, de instalaciones especiales etc. Con estos datos y según la NTE, conoceremos el valor máximo que puede presentar la resistencia de paso a tierra (80 Ω , 15 Ω ó 5 Ω).
- Realizaremos los cálculos determinados en la tabla, entrando con las fórmulas adecuadas (picas, placas, conductores enterrados). Como el valor de R ya ha sido prefijado, obtendremos el valor del perímetro P(m), en caso de placas o la longitud L (m), en caso de picas o conductores enterrados.
- Conocido el valor del perímetro de la placa, o el valor de la longitud de la pica ó del conductor enterrado, y sabiendo los valores estándar de placas o picas (placas normales: 3m de períme-

tro; picas normales: 2m de longitud), obtendremos el número de placas, picas ó metros de conductor enterrado, para la resistencia de paso de tierra pedida.

- Se determinará el precio más favorable, teniendo presente tanto el precio del material como también el precio de la mano de obra.
- Finalmente se irán realizando las medidas correspondientes cada vez que introduzcamos un nuevo electrodo hasta obtener la resistencia deseada.
- Se elegirá la solución más adecuada entre todas las propuestas.

Electrodo	Resistencia de paso a tierra (Ω)
Placa enterrada	$R = 0.8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical	$R = \frac{\rho}{l}$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = \frac{2 \cdot \rho}{l}$
ρ = Resistividad del terreno en ($\Omega \cdot m$) P = Perímetro de la placa en (m) l = Longitud de la pica o conductor en (m)	

Tabla nº 5. Fórmulas a aplicar para una correcta puesta a tierra.

7.2. Toma de tierra de un edificio

Para realizar este cálculo nos basaremos en la tabla dada por la NTE-IEP. Para entrar en esta tabla es necesario conocer unos datos previos:

- Longitud en metros, del perímetro cubierto por la línea de enlace con tierra enterrada (siempre considerando cable desnudo), debajo las cimentaciones del edificio.
- Naturaleza del terreno, (afectará al valor de la resistividad del mismo).
- Análisis del edificio. ¿Posee ó no pararrayos?, es decir, la resistencia de paso a tierra será como máximo de 80 Ω , o bien de 15 Ω , respectivamente.
- Se entra en la tabla y se determina el número de electrodos artificiales (picas), a añadir al cable enterrado artificialmente.
- Siempre se escogerá el número de picas mayor, si la longitud esta entre dos valores de la tabla. Si la longitud de cable enterrado sobrepasa el máximo dado por la tabla, el número de picas a añadir será 0. Finalmente si la longitud del cable enterrado es inferior al valor mínimo dado por la tabla, se escogerá el número de picas de la última longitud dada en la tabla, recordando que es el número mínimo, por lo que se aconseja que se aumente la longitud del perímetro ó el número de picas.

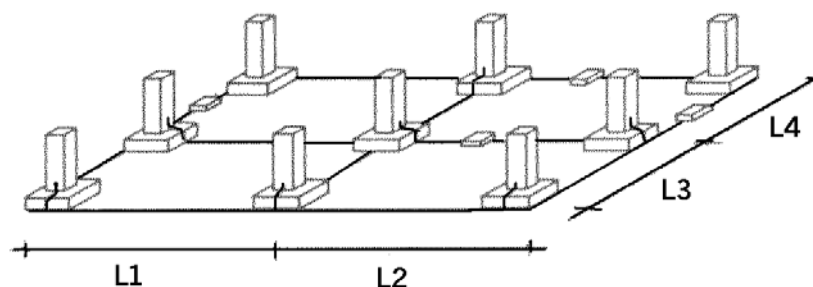


Figura 14. Cable enterrado, conectado a los pilares, que bordea el perímetro de un edificio.

Tabla nº 6. Numero de plicas a colocar en función del perímetro del edificio.

TIPOS DE TERRENO								Numero de plicas	
Terrenos orgánicos arcillas y margas		Arenas y gravas arcillosas, rocas sedimentarias y metamórficas		Calizas agrietadas y rocas eruptivas		Grava y arena silicia			
sin para-rrayos	con para-rrayos	sin para-rrayos	con para-rrayos	sin para-rrayos	con para-rrayos	sin para-rrayos	con para-rrayos		
Longitud en planta de la conducción enterrada, en m	25	34	28	67	54	134	162	400	0
		30	25	63	50	130	158	396	1
		26		59	46	126	154	392	2
				55	42	122	150	358	3
				51	36	118	146	384	4
				47	34	114	142	380	5
				43	30	110	138	376	6
				39		106	134	372	7
				35		105	130	368	8
						98	126	364	9
						94	122	360	10
						90	118	356	11
						86	114	352	12
						82	110	346	13
						78	105	344	14
						74	102	340	15
						70	98	336	16
							94	328	18
							90	320	20
							86	312	22
							82	304	24
								296	26
								288	28
								280	30
								272	32
								264	34
								256	36
								246	38
								240	40
								232	42
								224	44
								216	46
								208	48
								200	50

7.3 Toma de tierra conocido el valor de la resistencia de paso una vez se ha clavado la primera pica o placa

Este es un método teórico aplicable solo en algunas situaciones, ya que necesita de unos condicionantes muy específicos:

- La resistividad del terreno tiene que ser completamente conocida en toda la superficie en la cual vamos a realizar la puesta a tierra y mantenerse constante (esto es difícil ya que aún en superficies pequeñas de terreno, la resistividad puede variar ampliamente).
- Se determina la resistencia máxima que por las características del local le corresponde según la NET-IET (80Ω , 15Ω ó 5Ω).
- Se clava la primera pica o placa. Se mide la resistencia de paso a tierra. Con el valor hallado en esta primera medición, podremos saber el número de picas o placas totales (suponiendo que la resistividad del terreno es constante en toda su superficie), ya que con dos picas o placas la resistencia de paso valdrá la mitad, con tres picas o placas valdrá un tercio de su valor total, etc.
- Cuando se alcance el valor de la resistencia de paso dada por normas, tendremos el número total de picas o placas a colocar.
- Para la elección final se tendrá presente no solo el precio de compra del material, sino también el precio de la mano de obra para su instalación.

8. MEDICIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

Vamos en este apartado a explicar como medir la resistencia de puesta a tierra de una toma determinada, y asimismo, como determinar la resistividad del terreno.

En todos los casos se ha utilizado el elemento medidor que indican las figuras. Con otros elementos medidores se deben consultar sus catálogos, para un correcto funcionamiento del mismo.

8.1. Medición de la resistencia de puesta a tierra

Para realizar una correcta medida de la resistencia de paso a tierras pueden utilizarse dos métodos:

■ Principio de los cuatro hilos

Este método se basa en el siguiente esquema y en las actuaciones descritas a continuación del mismo..

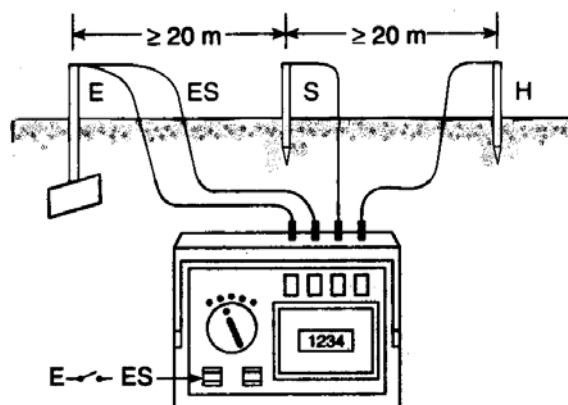


Figura nº 15. Medida de la resistencia de puesta a tierra según el principio de los cuatro hilos.

- Clavar las picas para la sonda y la toma de tierra auxiliar, como esta representado en la figura, separándolas unos 20m.
- Conectar la toma de tierra a las bornas "E", y "ES" del aparato por medio de dos cables de medida separados, conectar la sonda a la borna "S" y la toma auxiliar a la borna "H".
- Poner los interruptores "E" y "ES" en el estado de "abierto" (pulsadores en la posición, sin pulsar).
- Medir la resistencia de puesta a tierra.
- La resistencia de la línea de medida entre la toma de tierra y la borna "E" no se suma a la medida, con este tipo de montaje.
- Los cables de medida, con el fin de evitar derivaciones, deben estar bien aislados y no deberán cruzarse ni discurrir durante grandes distancias paralelos, con el fin de limitar al máximo la influencia de acoplamientos.

■ Principio de los tres hilos

Este método se basa en las siguientes actuaciones.

- Clavar las picas para la sonda y la toma de tierra auxiliar como esta representado en la figura, separadas unos 20m.
- Conectar la toma de tierra a las bornas "E", y "ES" del aparato por medio de dos cables de medida separados, conectar la sonda a la borna "S" y la toma auxiliar a la borna "H".
- Poner los interruptores "E" y "ES" en el estado de "cerrado" (pulsadores en la posición de enclavados).
- Medir la resistencia de puesta a tierra.
- La resistencia de la línea de medida entre la toma de tierra y la borna "E" se debe sumar a la medida, con este tipo de montaje.
- Los cables de medida, con el fin de evitar derivaciones, deben estar bien aislados y no deberán cruzarse ni discurrir durante grandes distancias paralelos, con el fin de limitar al máximo la influencia de acoplamientos.

Siendo su esquema de utilización el mostrado en la siguiente figura:

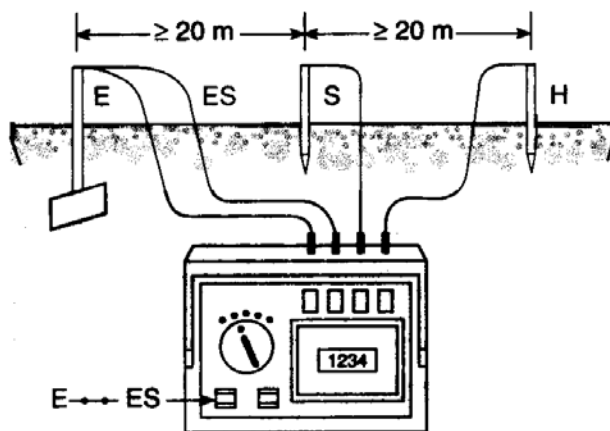


Figura nº 16. Medida de la resistencia de puesta a tierra por el método de los tres hilos.

8.2. Medición de la resistividad del terreno

El factor más importante en todo el proceso de cálculo de una correcta puesta a tierra, consiste en la buena determinación de la resistividad del terreno, ya que esta es muy superior a todas las otras resistencias que influyen en una instalación de puesta a tierra (cables, electrodos, soldaduras, etc).

Para medir la resistividad del terreno no será suficiente con una sola medida, sino que se tendrán que efectuar varias medidas, realizando una cuadrícula en toda la superficie del terreno propuesto para la puesta a tierra.

Una vez se han tenido presentes las dos consideraciones anteriores la medida pasará por:

- En una línea recta y a tramos con distancias “a” conocidas, clavar cuatro picas de tierra en el suelo y conectarlas al medidor de tierras según se indica en la figura.
- Calcular la resistencia específica de tierras aplicando la siguiente expresión.

$$\rho_e = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R$$

Donde: a = distancia entre las dos picas de tierra.

R = Resistencia de tierra obtenida con el medidor de tierra.

- La profundidad con que se clavan las picas no debe exceder de 1.2 de la distancia “a”.
- Existe el riesgo de mediciones erróneas, si en paralelo a la disposición de la medida discurren tuberías, cables u otras líneas metálicas subterráneas.

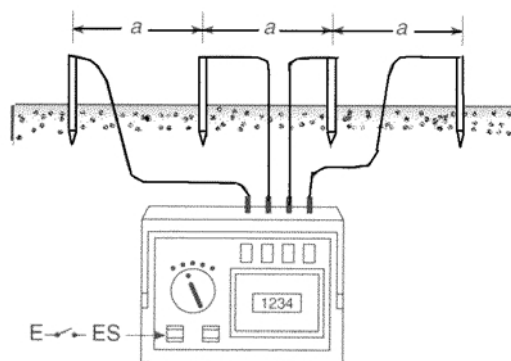


Figura nº 17. Medida de la resistividad de l terreno mediante el método Wenner.

9. EMPLAZAMIENTO Y MANTENIMIENTO DE LAS PUESTAS A TIERRA

9.1. Emplazamiento de las puestas a tierra

Como conclusión a todo lo expuesto para la correcta instalación de una toma de tierra, recordamos, que la parte más importante de toda la instalación es la correcta elección del terreno. Con un terreno mal conductor, la instalación de puesta a tierra siempre será mala, por más que utilicemos cables, picas, o soldaduras eficientes. En cambio con terrenos con bajas resistividades, la instalación de puesta a tierra tiene asegurado un buen rendimiento.

Como elementos importantes se han de tener presentes los siguientes:

- No colocar los electrodos a menos de 3 m de muros o rocas, ya que con distancias menores se impide la correcta disipación de las corrientes de fuga.
- No colocar electrodos en patios rodeados de muros por los cuatro lados.
- Los electrodos se situarán en aquella parte del terreno en la que la resistividad sea mínima y varíe poco con el paso del tiempo (orientaciones próximas al Norte).
- Los electrodos de un edificio deberán instalarse debajo de las cimentaciones.
- Los empalmes, derivaciones y uniones deberán realizarse con soldadura aluminotérmica.
- No se instalarán electrodos en aquellos lugares donde puedan producirse corrientes telúricas o vagabundas.
- No se instalarán electrodos en las cercanías de cercas, alambradas, pozos, depósitos, etc, ya que el agua es mala conductora y los muros impiden la difusión de las corrientes de fuga.
- La distancia entre una puesta a tierra y un centro de transformación, no será inferior a 15m si el terreno es de baja resistividad.

9.2. Mantenimiento de las puestas a tierra

Para mantener dentro de unos valores aceptables prefijados la resistencia de paso a tierra, será necesario atender a dos requisitos básicos:

- Conservar el contacto electrodo-terreno.
- Mantener y mejorar la conductividad del terreno.

En cuanto al primer apartado: utilizando soldadura aluminotérmica, o mecanismos a presión mecánicos para las uniones; revisando el estado de picas, placas, cables, etc.; y comprobando periódicamente su perfecto estado de conservación (una vez al año una revisión general y una vez cada 5 años, una revisión mucho más específica), será el mejor mantenimiento que podamos ofrecer a las instalaciones de puesta a tierra.

Por el contrario, en cuanto a mantener o mejorar la conductividad del terreno, es posible con actuaciones adecuadas, no solo mantener la conductividad en unos valores determinados, sino que incluso estos valores pueden ser mejorados. Esto se consigue de dos formas:

- Aumentando la humedad del terreno.
- Aumentando la concentración de sales o partículas metálicas en el terreno.

En el primer caso, regando periódicamente la superficie ocupada por los electrodos, así como sus alrededores se consigue mantener un nivel de humedad aceptable. También es posible conseguir este fin añadiendo grasas en la parte superficial del terreno, conservando el grado de humedad durante más tiempo.

En el segundo caso se tendrá que tratar el terreno con elementos químicos a fin que resulte mejor conductor, estos productos pueden ser: añadiendo sales, abonos, geles, elementos electrolíticos, etc.

Uno de los sistemas más económicos y conocidos consiste en realizar una pequeña excavación por encima de los electrodos, seguidamente se añade sal común y se riega. Con este sistema las sales se van distribuyendo a medida que regamos la superficie, resultando un método sencillo y efectivo.

10. REVISIÓN DE LAS TOMAS DE TIERRA

Según el REBT MIBT-039, se indica: “Por la importancia que ofrece desde el punto de vista de la seguridad, cualquier instalación de toma de tierra, deberá ser obligatoriamente comprobada por los servicios oficiales en el momento de dar de alta la instalación para su funcionamiento.

La citada instrucción del REBT añade además: “Personal, técnicamente competente, efectuará esta comprobación anualmente en la época en que el terreno esté más seco. Para ello se medirá la resistencia de tierra, reparando inmediatamente los defectos que se encuentren. En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos, así como también los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

CAPÍTULO IX. TRANSFORMADORES

1. INTRODUCCIÓN

No siempre coinciden los lugares de generación y consumo de energía eléctrica, más bien ocurre lo contrario: donde existen yacimientos de carbón, o recursos hidráulicos (normalmente en zonas montañosas aptas para la creación de embalses), no suelen existir grandes aglomeraciones urbanas, haciéndose indispensable el transporte de esta energía en ocasiones a grandes distancias. El transporte de energía eléctrica, como se explico en los primeros capítulos, conlleva unas pérdidas inherentes de energía, que dependen de la resistencia y de la intensidad que circule por los conductores, a estas pérdidas se les denomina Pérdidas Joule debido al científico que las estudio y formulo. En concreto, la potencia disipada en un conductor de resistencia R por el que circula una corriente alterna de intensidad I_e es: $P = I_e^2 \cdot R$

Si se desea reducir las pérdidas energéticas del transporte puede elegirse entre dos opciones: disminuir la resistencia del conductor que transporta la corriente o disminuir la intensidad que circula por el mismo.

La primera opción se consigue o bien cambiando el material constructivo de las líneas (solución difícil ya que esto representa el uso de materiales más conductores y por tanto aumento de los costes), o aumentar la sección del conductor, lo que implica un aumento del coste de la instalación, al aumentar la cantidad de metal a utilizar y ser mayor el peso que tendrían que soportar las torres de las líneas de transmisión.

La segunda opción, disminuir la intensidad que circula por los conductores, puede conseguirse aumentando la diferencia de potencial en las líneas de conducción, ya que la potencia que transporta una línea eléctrica es: $P = V \cdot I$, de modo que para cierto valor de potencia, cuanto mayor sea la tensión V , más pequeña será la intensidad, consiguiéndose una disminución de la potencia disipada.

El hecho de disminuir la intensidad obliga a realizar el transporte de energía eléctrica a una tensión ó potencial muy elevado (para mantener constante el valor de la potencia), de lo que resultan aisladores mayores. Una vez en el lugar de consumo, esta energía a alto potencial, resultaría peligrosa siendo necesario una reducción de la tensión, hasta alcanzar valores normales de consumo, lo que conlleva un aumento de la intensidad para seguir manteniendo la potencia constante.

La facilidad con que pueden modificarse tensiones e intensidades en alterna, sin sufrir apenas pérdidas, frente a las dificultades de hacer lo propio con suministros en continua, fue una de las principales razones que impulso el uso de la energía alterna trifásica senoidal.

El dispositivo que permite modificar la tensión e intensidad de un suministro en alterna se denomina transformador. El transformador es una máquina eléctrica basada en el fenómeno de inducción mutua y destinado para transformar la tensión de una corriente alterna, pero conservando la misma frecuencia. El transformador más simple consta de un núcleo de acero y de dos devanados aislados, tanto del núcleo, como entre ellos.

Los generadores o alternadores de las centrales eléctricas suelen producir energía eléctrica cuya tensión no suele exceder de los 20kV o 25kV. Esta tensión, demasiado pequeña para el transporte de grandes potencias, se eleva mediante transformadores (elevadores), hasta alcanzar valores de hasta medio millón de voltios para ser transportadas por las líneas de alta tensión. Una vez en el lugar del consumo, se reduce la tensión, utilizando nuevamente transformadores (reductores), para volver a valores de tensión no peligrosos para el consumo.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

Para comprender todos los fenómenos que permitirán al transformador realizar su función adecuadamente, es indispensable que conozcamos como se construye un transformador elemental.

Primeramente se construirá el núcleo, que estará formado por chapas magnéticas con o sin grano orientado. Estas chapas se dispondrán una al lado de otra hasta conseguir el espesor del núcleo deseado. No suelen construirse núcleos macizos ya que en ellos por Histéresis o Foucault se producirían unas pérdidas del todo inaceptables. El núcleo adquiere consistencia gracias a la unión de estas chapas que puede realizarse de muy diversas formas, para un pequeño transformador como el del ejemplo, es suficiente con unos tornillos colocados en los extremos o vértices de las chapas que aseguren su unión con el paso del tiempo.

El otro elemento importante son los bobinados (primario y secundario). Para realizar cada uno de estos bobinados primeramente se aislará la zona donde vaya a colocarse el mismo, ya que aunque estos bobinados se realizan con hilo de cobre esmaltado y por tanto aislado, un contacto accidental de estos hilos con el núcleo, supondría un cortocircuito peligroso para el transformador.

Se aislará pues, la zona de los bobinados con material eléctricamente no conductor resistente a las altas temperaturas que puedan producirse cuando el transformador funcione a pleno rendimiento. Una vez colocado el aislador se procederá a construir el bobinado, realizándose para ello capas superpuestas de hilo, entre cada capa es aconsejable la colocación de un papel fino y resistente o similar para prevenir posibles contactos entre las distintas capas e incluso la colocación de estos aisladores permite una distribución más uniforme de los hilos de cobre.

Por tanto, una vez construido el transformador, cada bobinado estará perfectamente aislado del núcleo y por tanto también del otro bobinado, no existiendo ningún tipo de continuidad eléctrica entre núcleo y bobinados o entre los mismos bobinados. La transmisión de energía eléctrica se deberá de efectuar pues, por otros medios como los electromagnéticos.

Con este elemental transformador construido, veamos el efecto de conectarlo a corriente continua o alterna.

Sí conectamos al primario del transformador a tensión continua (invariable con el tiempo), como el bobinado posee resistencia, por el mismo y según la ley de Ohm circulará una intensidad, que dadas las características de la tensión y recordando que la resistencia tampoco variará su valor, también será continua.

$$I = \frac{U}{R} \text{ recordando que la resistencia es } R = \rho \frac{L}{S}$$

Donde: I = Intensidad que circula por el bobinado en amperios (A).

U = Tensión en bornes del bobinado en voltios (V).

R = Resistencia que ofrece el hilo de cobre en Ω .

ρ = Resistividad del cobre en ($\rho \text{ mm}^2/\text{m}$). Este valor depende del material y de la temperatura.

L = Longitud del hilo en metros.

S = Sección del hilo en mm^2 .

La corriente al circular por el bobinado creará una fuerza magnetomotriz, que dependerá del valor de la intensidad y del número de espiras o vueltas que formen cada bobinado. Esta tensión magnética dividida por la reluctancia o resistencia del núcleo de hierro creará un flujo, según la Ley de Hopkinson, que también será constante.

$$\Theta = N_1 \cdot I_1 \quad \text{Esta fuerza magnetomotriz dará lugar a un flujo} \quad \phi = \frac{\Theta}{\mathcal{R}}$$

Como la reluctancia depende del tipo de material y de las dimensiones físicas del núcleo, puede considerarse constante, así pues con una tensión continua existirá una intensidad continua que producirá un flujo continuo. Este flujo no tendrá variación con el tiempo y por tanto según la Ley de Faraday-Lenz no existirá tensión o fuerza electromotriz inducida en las bobinas del secundario.

$$e_{ind} = -N_2 \frac{\partial \phi}{\partial t} = 0$$

Esta deducción nos lleva a una conclusión importante: con corriente continua sí se produce flujo magnético que concatena los bobinados primarios con los secundarios, pero al ser un flujo continuo, y por tanto no existir variación del mismo, tampoco existirá tensión inducida en la salida del segundo bobinado, es decir el transformador no funciona. No pueden existir transformadores en continua.

Si el transformador se conecta a tensión alterna, y aplicando las mismas fórmulas, se producirá corriente alterna, al pasar por el devanado primario, esta corriente alterna crea un flujo magnético alterno que se enlaza con las espiras del devanado secundario e induce en éstas a una f.e.m. Puesto que el flujo magnético es alterno, la f.e.m. inducida en el devanado secundario del transformador es también alterna y su frecuencia es igual a la de la corriente en el devanado primario. El flujo magnético alterno que pasa por el núcleo del transformador intersecta no sólo en el devanado secundario, sino también el devanado primario del transformador. Por eso en el devanado primario se inducirá también una f.e.m.

$$e_{ind} = -N_2 \frac{\partial \phi}{\partial t} \neq 0$$

Con tensión alterna sí existe el transformador.

Las magnitudes de las f.e.m. que se inducen en los devanados de los transformadores dependen de la frecuencia de la corriente alterna, del número de espiras en cada devanado y de la magnitud del flujo magnético en el núcleo. Para una frecuencia determinada y un flujo magnético invariable, la magnitud de la f.e.m. de cada devanado depende sólo del número de espiras del mismo. Esta relación entre las magnitudes de la f.e.m. y los números de espiras de los devanados del transformador se pueden expresar con la fórmula: $E_1 / E_2 = N_1 / N_2$

Así pues un transformador elemental estará constituido por un núcleo de hierro dulce con dos arrollamientos (bobinas), de N_1 y N_2 espiras respectivamente. Uno de estos arrollamientos se conectará a la corriente cuya tensión quiere modificarse y se denomina “primario”, mientras que el otro es la salida de la tensión transformada y se denomina “secundario”. Según sea el número de espiras del primario mayor o menor que el número de espiras del secundario, el transformador actuará como reductor o elevador de la tensión. Si $N_1 > N_2$, entonces $V_1 < V_2$ y $I_2 > I_1$, el transformador reduce la tensión aumentando el valor de la intensidad y viceversa; permitiendo así reducir las pérdidas que se producen en el transporte de energía.

En resumen, los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje. Las líneas de transmisión operan a voltajes nominales hasta de 765 KV línea a línea. Generalmente, los generadores se fabrican en el rango de 18-24 KV aunque hay algunos a niveles ligeramente superiores. Los transformadores también bajan los voltajes a los niveles de distribución y finalmente a los requeridos para uso residencial 240/120 V. Son altamente eficientes (cerca del 100%) y muy fiables. Los transformadores son capaces de modificar el factor de potencia y de modificar los flujos de potencia: tanto de la activa, como de la reactiva y de la aparente.

Donde E_1 y E_2 = f.e.m. de los devanados primario y secundario; N_1 y N_2 = números de espiras de los devanados primario y secundario. Los voltímetros V_1 y V_2 , conectados a los bornes de los devanados primario y secundario nos indicarán las tensiones U_1 y U_2 de estos devanados. Si designamos con U_2 la tensión del devanado secundario durante la marcha en vacío se puede decir que: $U_1 \approx E_1$ y $U_2 \approx E_2$.

En la práctica la diferencia entre las f.e.m. y las tensiones es tan pequeña que la relación entre las tensiones y los números de espiras de ambos devanados se puede expresar como: $U_1 / U_2 \approx N_1 / N_2$. De aquí

se deduce que: cuantas veces el número de espiras en el devanado primario es mayor (o menor) que el del devanado secundario, tantas veces la tensión del devanado primario es mayor (o menor) que la del devanado secundario.

La diferencia entre la f.e.m. y la tensión en el devanado primario del transformador se hace particularmente pequeña, cuando el devanado secundario está abierto y la corriente en éste es igual a cero (marcha en vacío). En estas condiciones por el devanado primario pasa solamente una corriente insignificante que se denomina corriente de vacío. En este caso la tensión en los bornes del devanado secundario es igual a la f.e.m. que se induce en el mismo. El número que indica cuántas veces la tensión en el devanado primario es mayor (o menor) que la tensión en el devanado secundario, se denomina relación de transformación del transformador y se designa con la letra m . $m = U_1/U_2 = N_1/N_2$. Las corrientes nominales de los devanados se adoptan iguales a los cocientes de la división de la potencia nominal del transformador por las tensiones nominales correspondientes.

■ Aplicaciones

Existen unas aplicaciones básicas para la utilización de los transformadores de tensión:

- Transporte de energía eléctrica: gracias a su capacidad de transformar los parámetros de tensión e intensidad, con la consiguiente reducción de las pérdidas Joule. Existirán dos transformadores, uno al principio de línea para la elevación del potencial (transformador elevador), y uno al final de línea para la reducción del mismo (transformador reductor).
- Interconexión de líneas eléctricas a diferentes niveles de tensión: por su capacidad de transformar los niveles de tensión, los transformadores son ideales para interconectar líneas a diferente nivel de tensión dando para todas ellas una salida común.
- Variar los flujos de potencia activa o reactiva.
- Variar los valores de la intensidad, tanto en módulo, como en ángulo (desfase).
- Protección de circuitos separados galvanicamente.

Los transformadores de intensidad también tienen unas aplicaciones específicas:

- Los transformadores de corriente se utilizan para la medición y el control de corrientes alternas (50 / 60 Hz) en circuitos de potencia.
- Como sensores de corriente para activar sistemas de protección frente a sobrecorrientes e infracciones en: convertidores de potencia, inversores, puentes rectificadores, motores, sistemas de alimentación ininterrumpida (S.A.I).
- Como sensores de corriente en instrumentación, aparellaje eléctrico y en equipos eléctricos de medida, regulación y control.

La designación actual de los diferentes tipos de transformadores pasa por:

- Monofásico.
- Trifásico.
- Con refrigeración por aire (seco).
- De aceite con refrigeración natural por aire.
- De aceite con refrigeración artificial por aire (ventilación).
- De tres devanados (un devanado primario y dos secundarios por fase).
- De pararrayos (dispone de protección de la aislación contra carga disruptiva).

3. Principio de funcionamiento de un transformador ideal

Antes de iniciar el estudio de los transformadores es importante conocer la nomenclatura y los términos utilizados para designar las diferentes magnitudes y funciones del transformador. Los subíndices “n” indican valores nominales; los subíndices “1” y “2” denominan las magnitudes del primario y secundario respectivamente.

La potencia aparente nominal de un transformador monofásico es el producto de su tensión nominal primaria por la corriente nominal correspondiente. Es un valor convencional de referencia. Para transformadores trifásicos se escribirá en función de los valores de línea (es decir, multiplicando por $\sqrt{3}$).

$$S_n = \sqrt{3} V_{1n} I_{1n} = \sqrt{3} V_{2n} I_{2n}$$

La potencia nominal, junto con las tensiones nominales, fijan las capacidades de corriente de los devanados del transformador. Son los valores para los cuales el transformador ha sido proyectado. Las pérdidas en el cobre dependen de la magnitud de la corriente y inciden en el calentamiento de los arrollamientos, esto provoca un sobrecalentamiento que, si se trabaja con valores superiores a los nominales, acorta drásticamente la vida de los aislantes. Los transformadores pueden llegar a tener más de una potencia nominal, según se utilice o no refrigeración forzada, o dependiendo de la altitud de la zona en la que vaya a trabajar la máquina (a mayor altitud menor presión y temperatura).

Los términos nominal y plena carga son sinónimos.

Consideremos el transformador monofásico de la figura nº 1, constituido por un núcleo magnético real de permeabilidad finita, que presenta una pérdidas en el hierro P_{Fe} , y unos arrollamientos primario y secundario con un número de espiras N_1 y N_2 respectivamente. Supondremos que el transformador se alimenta por el devanado de tensión más elevada, es decir, se considera que la máquina va a trabajar como transformador reductor.

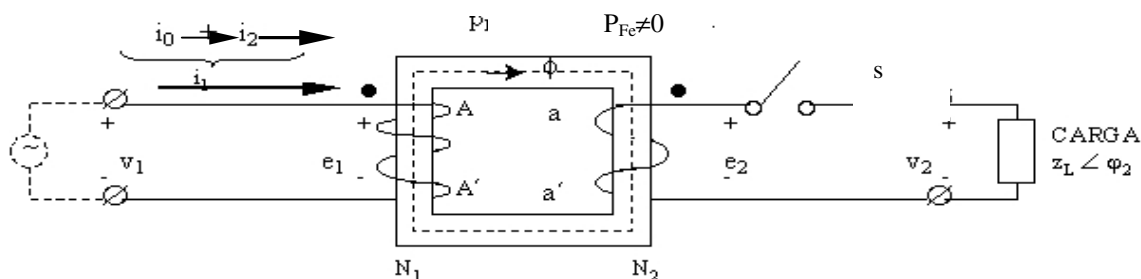


Figura nº 1. Transformador ideal monofásico elemental.

Los convenios de signos adoptados para las corrientes y tensiones en la figura nº 1. corresponden al sentido normal de transferencia de la energía, es decir:

- el primario constituye un receptor respecto a la fuente de alimentación (la red), lo que significa que este devanado absorbe una corriente y una potencia y desarrolla una f.c.e.m. (fuerza contra-electromotriz).
- el secundario se comporta como un generador respecto a la carga conectada en sus bornes, suministrando una corriente y una potencia, siendo a su vez el asiento de una f.e.m. inducida.

Vamos a suponer que se cumplen las siguientes condiciones ideales, para poder comprender mejor el funcionamiento del transformador, sin que las imperfecciones reales que tiene la máquina enmascaren los fenómenos físicos que van sucediendo.

- Los devanados primario y secundario tienen resistencias óhmicas despreciables: no hay pérdidas por efecto Joule y no existen caídas de tensiones resistivas en el transformador. En condiciones reales estas resistencias son pequeñas pero no nulas.
- No existen flujos de dispersión: todo el flujo magnético está confinado al núcleo y enlaza ambos devanados. En el transformador real existen pequeñas partes del flujo que solamente atraviesa uno de los arrollamientos, son los flujos de dispersión que completan su circuito a través del aire.

Con estas suposiciones vamos a empezar el estudio del transformador ideal en el vacío. Al aplicar una tensión alterna V_1 al primario, por él circulará una corriente alterna, que a su vez producirá un flujo alterno en el núcleo, cuyo sentido vendrá determinado por la ley de Ampère aplicada a este arrollamiento. En la figura nº 1, se muestran los sentidos positivos de la corriente y el flujo. Debido a la variación periódica del flujo se crearán f.e.m.s. inducidas en los arrollamientos, que, de acuerdo con la ley de Faraday, responderán a las ecuaciones:

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad \text{y} \quad e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt}$$

En la figura nº1 se indican las polaridades de las f.e.m.s. para que estén de acuerdo con la ley de Lenz, de oposición al cambio de flujo (todo efecto se opone a la causa que lo produce). Realmente e_1 representa una f.c.e.m. porque se opone a la tensión aplicada v_1 y limita la corriente del primario. La polaridad asignada a e_2 , tiene en cuenta que al cerrar el interruptor S del secundario se tendería a producir una corriente i_2 en el sentido mostrado en la figura, de tal modo que al circular por el devanado secundario daría lugar a una acción contraria sobre el flujo primario, como así lo requiere la ley de Lenz (aplicar la ley de Ampère a este arrollamiento). No se incluye el signo menos en las expresiones anteriores, porque ya se ha tenido en cuenta cuando se han señalado las polaridades de las f.e.m.s. en la figura.

En la figura se observa que los terminales superiores de los devanados primario y secundario tienen, en el instante indicado, una polaridad positiva respecto de los otros. Para destacar este hecho, en la teoría de circuitos con acoplamientos magnéticos, se suele señalar con un punto aquellos terminales de las bobinas que tienen simultáneamente la misma polaridad instantánea, como se ha representado en el transformador de la figura. Existe un modo más inmediato de identificar estos bornes homólogos que es considerar un sentido de flujo positivo en el núcleo, y, a continuación, señalar con un punto aquellos extremos de los arrollamientos por los que hay que introducir corriente para obtener flujos de sentido positivos. Obsérvese que en el caso de la figura nº 1, si se considera un flujo positivo con sentido de giro hacia la derecha, habrá que introducir corriente por los terminales superiores para que se originen flujos de sentido positivo, teniendo en cuenta la ley de Ampère.

En la figura nº 1, los terminales se han señalado siguiendo las Normas CEI (Comité Electrotécnico Internacional), que recomiendan que se designen terminales de la misma polaridad con la misma letra, utilizando mayúsculas para el lado de A.T. y minúsculas para el lado de B.T., los extremos positivos se indican A-a y los negativos con A'-a' (si el transformador es trifásico en emplean las letras B y C para los otras fases). Estos convenios presentan la ventaja de conocer las polaridades de los devanados, sin necesidad de tener en cuenta los sentidos de los arrollamientos en el núcleo del transformador.

Una vez designados los sentidos de las f.e.m.s. y de las corrientes en el transformador, interesa conocer las relaciones existentes entre las tensiones, los flujos y las f.e.m.s. Si aplicamos la 2ª ley de Kirchhoff al circuito de la figura nº 1, teniendo en cuenta que los devanados son ideales, obtenemos:

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt}$$

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt}$$

si se parte de un flujo senoidal de la forma:

$$\Phi = \Phi_m \sin \omega t = \Phi_m \cos (\omega t - 90^\circ)$$

Substituyéndolo en las expresiones anteriores, se obtiene:

$$v_1 = e_1 = N_1 \omega \Phi_m \cos \omega t$$

$$v_2 = e_2 = N_2 \omega \Phi_m \cos \omega t$$

indica que las tensiones y f.e.m.s. van adelantadas 90° respecto al flujo, siendo sus valores eficaces:

$$\begin{aligned} V_1 = E_1 &= \frac{N_1 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44 f N_1 \omega_m \\ V_2 = E_2 &= \frac{N_2 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4,44 f N_2 \omega_m \end{aligned} \quad (1)$$

Dividiendo entre sí las ecuaciones anteriores resulta:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m$$

donde el factor “m” se denomina relación de transformación. De este modo, en un transformador ideal, la relación de tensiones coincide con la relación de espiras que, en definitiva, es la relación transformación.

Si el interruptor S de la figura nº 1 está abierto, el transformador funciona sin carga o en el vacío. El primario se comportará como una bobina con núcleo de hierro, este tipo de circuito puede representarse como un circuito paralelo formado por una resistencia que representa las pérdidas en el hierro más una bobina que representa el efecto inductivo de la creación de flujo. En este caso el transformador absorberá una corriente de vacío i_0 . La corriente i_0 forma un ángulo Φ_0 con la tensión aplicada V_1 , de tal forma que la potencia absorbida en vacío, denominada P_0 , será igual a las pérdidas en el hierro P_{Fe} , cumpliéndose:

$$P_0 = P_{Fe} = V_1 I_0 \cos \omega_0$$

donde V_1 e I_0 representan los valores eficaces de la tensión y la corriente respectivamente.

La corriente I_0 tiene dos componente, una activa I_{Fe} y otra reactiva I_μ . En la figura nº 2 se representa el diagrama fasorial de un transformador ideal en vacío, cogiendo como referencia la tensión aplicada V_1 .

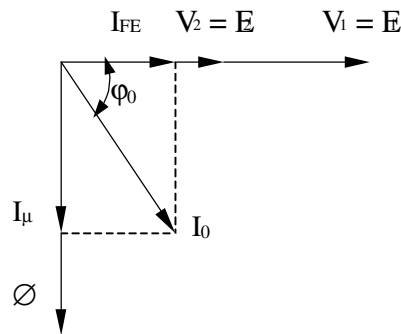


Figura nº 2. Diagrama fasorial de un transformador ideal en vacío.

Cuando se cierra el interruptor S de la figura nº 1, el transformador funciona en carga, entonces, por el circuito secundario aparece una corriente i_2 , que se retrasa Φ_2 de la f.e.m. E_2 :

$$i_2 = \frac{E_2}{Z_L} = \frac{E_2 \angle 0^\circ}{Z_L \angle \Phi_2} = \frac{E_2}{X_L} \angle -\Phi_2$$

Al circular i_2 por el devanado secundario produce una f.m.m. desmagnetizante $N_2 i_2$ que se opone a la f.m.m. primaria existente $N_1 i_0$. A menos que esta f.m.m. del secundario no quede neutralizada por una corriente adicional que circule por el primario, el flujo se verá reducido, con las consiguientes reducciones en las f.e.m.s. e_1 y e_2 , que son proporcionales a él, y, se romperá el equilibrio entre v_1 y e_2 en el primario. Para que pueda restablecerse el equilibrio es preciso neutralizar la f.m.m. $N_2 i_2$ del secundario, mediante una corriente adicional primaria i'_2 equivalente a una f.m.m. $N_2 i'_2$ de valor:

$$N_1 i'_2 = N_2 i_2$$

de donde se deduce el valor de la corriente i'_2 :

$$i'_2 = \frac{E_2}{N_1} i_2 = \frac{i_2}{m}; \quad \text{siendo} \quad m = \frac{N_1}{N_2}$$

Por lo tanto, la corriente total necesaria en el primario i_1 , en el transformador en carga, vale:

$$i_1 = i_0 + i'_2 = i_0 + \frac{i_2}{m}$$

que en forma fasorial corresponde a:

$$I_1 = I_0 + I'_2 = I_0 + \frac{I_2}{m}$$

La ecuación anterior expresa la relación entre la corriente primaria I_1 , de vacío I_0 y secundaria I_2 . Nos indica que la corriente primaria tiene dos componentes.

Una corriente de excitación o de vacío I_0 cuya misión es producir el flujo en el núcleo magnético y “vencer” las pérdidas en el hierro a través de sus componentes I_μ I_{Fe} respectivamente.

Una componente de carga I'_2 que equilibra o contrarresta la acción desmagnetizante de la f.m.m. secundaria para que el flujo en el núcleo permanezca constante e independiente de la carga.

Un modo más simple de demostrar la ecuación anterior, es proceder en sentido inverso, partiendo de las ecuaciones (1) nos indican que si la tensión primaria V_1 es constante el flujo Φ_m en el núcleo magnético deberá permanecer constante, para cualquier régimen de carga. Si se denomina R a la reluctancia del circuito magnético del transformador, la ley de Hopkinson nos indica que, si el flujo es constante, también deberá ser constante la f.m.m. necesaria para producirlo en cualquier régimen de carga. Las f.m.m.s. en vacío y en carga deberán ser iguales. En el vacío, las corrientes que circulan por los devanados son $I_1 = I_0$ e $I_2 = 0$, se obtiene una f.m.m. total:

$$F = N_1 I_0$$

mientras que en carga, como las corrientes de circulación son I_1 e I_2 se tiene una f.m.m. resultante:

$$F = N_1 I_0 - N_2 I_2$$

el signo menos de la expresión anterior está de acuerdo con la acción desmagnetizante del secundario, se puede comprobar aplicando la teoría de los circuitos magnéticos al esquema de la figura nº 1. Al igualar las dos expresiones anteriores, se obtiene:

$$N_1 I_0 = N_1 I_1 - N_2 I_2$$

de donde se deduce:

que coincide con la expresión anteriormente encontrada, que nos mostraba la corriente total necesaria en el primario. A plena carga, la corriente I_2 es unas veinte veces mayor que I_0 , por lo que puede despreciarse en la ecuación anterior. I_2 se denomina corriente secundaria reducida. Debido a esto, la ecuación anterior queda reducida a:

$$I_1 \approx I_2' = \frac{I_2}{m}$$

3.4. Funcionamiento de un transformador real

En el apartado anterior se ha realizado el estudio de un transformador ideal en el que los arrollamientos no tenían resistencia ni flujos de dispersión. En los transformadores reales hay que tener en cuenta ambas características. La aparición de resistencia es inherente a la constitución de los devanados con hilo conductor. En la figura nº 3 se muestra el circuito del transformador de la figura nº 1 donde para mayor claridad se han considerado las resistencias R_1 y R_2 de los arrollamientos fuera de las bobinas.

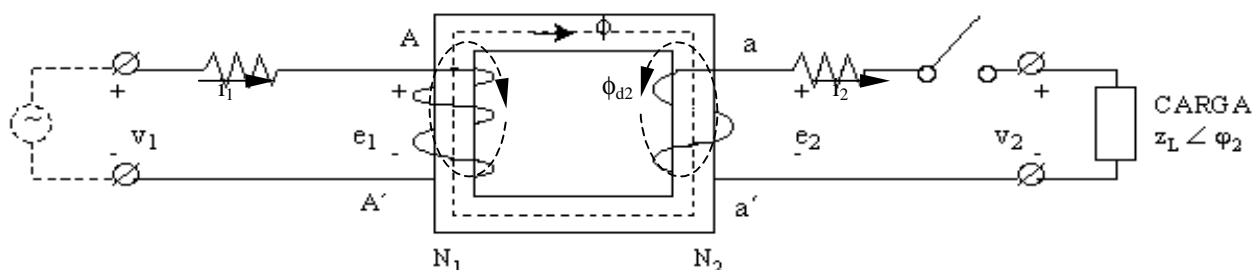


Figura nº 3. Transformador real monofásico elemental.

En la figura también se observa que de todo el flujo producido por los devanados, sólo existe una parte común (Φ); es debido a los flujos de dispersión que aparecen en los arrollamientos. Si se denominan Φ_1 y Φ_2 a los flujos totales que atraviesan los devanados primario y secundario, y Φ_{d1} , Φ_{d2} a los flujos de dispersión respectivos se cumplirá:

$$\Phi_1 = \Phi + \Phi_{d1}$$

$$\Phi_2 = \Phi + \Phi_{d2}$$

A primera vista, la introducción de los flujos de dispersión complica nuestro estudio, ya que desaparece la idea del flujo común único que existía en el transformador ideal. Sin embargo, se puede conservar la misma forma de proceder, si, en serie, se añaden a cada arrollamiento, unas bobinas con el mismo número de espiras que los devanados correspondientes, de tal modo que, al circular por ellas las intensidades respectivas, dan lugar a los mismos flujos de dispersión que en los bobinados reales.

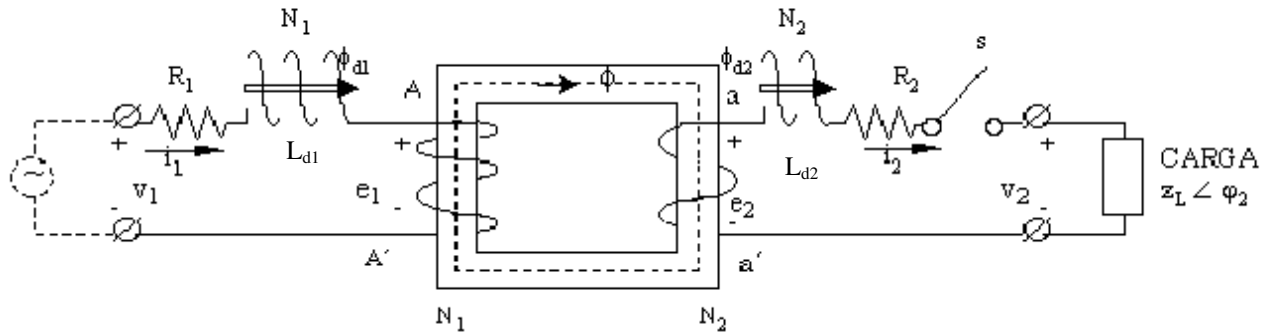


Figura nº4:

En la figura nº4, se ha representado esta idea donde se han indicado con L_{d1} y L_{d2} los coeficientes de autoinducción respectivos de estas bobinas adicionales (con núcleo de aire), cuyos valores de acuerdo con su definición serán:

$$L_{d1} = N_1 \frac{d\Phi_{d1}}{di_1} \quad L_{d2} = N_2 \frac{d\Phi_{d2}}{di_2}$$

y que dan lugar a las reactancias de dispersión X_1 y X_2 de ambos devanados:

$$X_1 = L_{d1}\omega \quad X_2 = L_{d2}\omega$$

La aplicación de la 2ª ley de Kirchhoff a los circuitos primario y secundario de la figura nº 4 nos da:

$$v_1 = e_1 + R_1 i_1 + L_{d1} \frac{di_1}{dt}$$

$$e_2 = v_2 + R_2 i_2 + L_{d2} \frac{di_2}{dt}$$

donde los valores de e_1 y e_2 vienen expresados por las primeras ecuaciones vistas en este tema:

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt}$$

que corresponden a los siguientes valores eficaces:

$$E_1 = 4.44fN_1\phi_m \quad E_2 = 4.44fN_2\phi_m$$

donde Φ_m es el flujo común máximo que circula por el circuito magnético de la figura nº 4:

Las ecuaciones halladas mediante la aplicación de la 2ª ley de Kirchoff, se expresan en forma compleja, de la siguiente manera:

$$V_1 = E_1 + R_1 I_1 + j X_1 I_1$$

$$V_2 = E_2 - R_2 I_2 - j X_2 I_2$$

Estas ecuaciones relacionan las tensiones con las f.e.m.s. y caídas de tensión dentro de los devanados del transformador.

Comparando estas ecuaciones con las anteriores ($E=4.44fN\phi_m$), se obtiene que la relación entre los valores eficaces de las f.e.m.s. inducidas será:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m$$

Esta ecuación se cumple siempre, tanto para un transformador ideal como para el transformador real. Ahora bien, si se tiene en cuenta las ecuaciones encontradas mediante la aplicación de la 2ª ley de Kirchoff a ambos devanados y las expresadas en forma compleja, en el transformador real dejan de cumplirse las igualdades entre f.e.m.s. y tensiones que aparecían en el transformador ideal. En el caso real el cociente entre las tensiones primaria y secundaria deja de ser igual a la relación de transformación. En los transformadores que usa la industria, las caídas de tensión a plena carga son del orden del 1 al 10% de las tensiones nominales por lo que las relaciones expresadas en forma compleja, se convierten en las siguientes ecuaciones aproximadas:

$$V_2 \approx E_2$$

$$V_1 \approx E_1$$

Como consecuencia, la relación entre las tensiones primaria y secundaria será aproximadamente igual a:

$$\frac{V_1}{V_2} = m$$

si el transformador trabaja en vacío, las relaciones reales de V_1 y V_2 , expresadas en forma compleja, se transforman en las siguientes expresiones, ya que, I_2 es igual a cero:

$$V_1 = E_1 + R_1 I_0 + j X_1 I_0$$

$$V_2 = E_2$$

La corriente de vacío I_0 es del orden de 0,6 a 8% de I_{1n} (corriente nominal o de plena carga del primario), las caídas de tensión en el vacío ($R_1 I_0$ y $X_1 I_0$) son muy pequeñas, por este motivo, en el vacío, se pueden considerar como exactas las igualdades:

$$\begin{aligned} V_1 &= E_1 \\ V_2 &= E_2 \end{aligned}$$

donde V_{20} representa la magnitud de la tensión secundaria en vacío. Por consiguiente y teniendo en cuenta las expresiones anteriores y la relación de transformación ideal, se podrá escribir

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{V_1}{V_{20}} = \frac{N_1}{N_2} = m$$

que nos define la relación de transformación como el cociente entre la tensión primaria aplicada al transformador y la tensión secundaria en vacío. Este cociente es el que incluye el fabricante en la placa de características de la máquina.

En el funcionamiento en carga, la primera relación aproximada ($V \approx E$) y la primera ecuación de E_1 y E_2 , indican que los flujos magnéticos en vacío y en carga son prácticamente iguales, lo que significa que las f.m.m.s. en ambos estados de carga coinciden. Como consecuencia, la ecuación que relaciona las corrientes del transformador, deducida en el estudio del transformador ideal, se puede considerar válida a todos los efectos:

$$I_1 = I_0 + \frac{I_2}{m}$$

Esta ecuación nos señala la relación entre las corrientes primaria, secundaria y de vacío.

Las ecuaciones de V_1 y V_2 expresadas en forma compleja y, la ecuación anterior, definen el comportamiento eléctrico del transformador en carga.

3.5. Circuito equivalente de un transformador

Se suele recurrir a la sustitución del transformador por un circuito equivalente, simplificado, que incorpora todos los fenómenos físicos que se producen en la máquina real, debido a que sino, su cálculo resulta algo laborioso. La ventaja de desarrollar circuitos equivalentes de máquinas eléctricas es poder aplicar todo el potencial de la teoría de redes eléctricas, para conocer con antelación la respuesta de una máquina en unas determinadas condiciones de funcionamiento.

Los principales detalles que se han de considerar para construir el modelo equivalente, son:

- Las pérdidas en el cobre (I^2R), son pérdidas por resistencia en las bobinas primaria y secundaria del transformador, son proporcionales al cuadrado de la corriente en dichas bobinas.
- Pérdidas de corrientes parásitas, son pérdidas por resistencia en el núcleo del transformador, son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
- Pérdidas por histéresis, son la energía necesaria para lograr la reorientación de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada medio ciclo.
- Flujo de dispersión, es el flujo que solamente pasa a través de una de las bobinas del transformador. Estos flujos producen una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria y, deben tenerse en cuenta sus efectos.

Es posible construir un circuito equivalente que tenga en cuenta todas las principales imperfecciones de los transformadores reales. El desarrollo del circuito equivalente se inicia reduciendo ambos devanados al mismo número de espiras, normalmente, se reduce el secundario al primario, lo que quiere decir que se sustituye el transformador original por otro que tiene el mismo primario con N_1 espiras y un nuevo secundario con un número de espiras N'_2 igual a N_2 . Para que este nuevo transformador sea equivalente al original, deben conservarse las condiciones energéticas de la máquina, es decir las potencias activa y reactiva y su distribución entre los diversos elementos del circuito secundario. Todas las magnitudes relativas a este nuevo devanado se indican con los mismos símbolos del transformador real pero afectados con una tilde, como indica la figura nº 5, donde los valores de las tensiones y las corrientes se expresan en forma compleja.

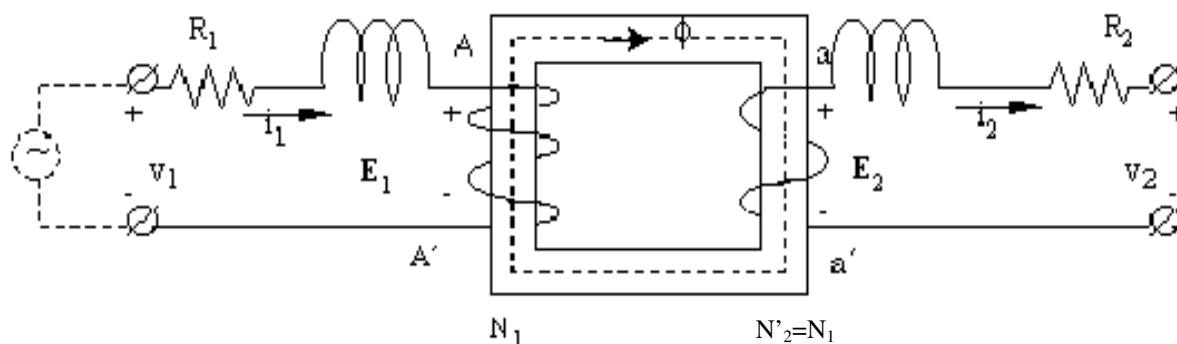


Figura nº 5: Circuito equivalente inicial de un transformador real

De acuerdo con el principio de igualdad de potencias, pérdidas, etc, se obtienen las siguientes relaciones entre las magnitudes secundarias de los transformadores real y equivalente:

■ F.E.M.S. y tensiones

En el transformador real se cumple:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m$$

y en el transformador equivalente al ser $N'_2 = N_1$, se tiene:

$$\frac{E_1}{E'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1 \Rightarrow E'_2 = E_1 = mE_2$$

en resumen, la f.e.m. E'_2 del nuevo secundario es m veces mayor que la f.e.m. E_2 que existía en el transformador real.

De la misma manera para la tensión V'_2 , se tendrá:

$$V'_2 = m V_2$$

■ Corrientes

La conservación de la potencia aparente de los dos secundarios indica que:

$$S_2 = V_2 I_2 = V_2' I_2'$$

Y teniendo en cuenta la relación entre V_2 y V_2' encontrada en el apartado a), se obtiene:

$$I_2' = \frac{I_2}{m}$$

en resumen, la corriente I_2' del nuevo secundario es m veces menor que la corriente I_2 que existía en el transformador real.

■ Impedancias

Al igualar las potencias activas que se disipan en las resistencias, se obtiene:

$$R_2 I_2^2 = R_2' I_2'^2$$

de donde se deduce, teniendo en cuenta la relación de transformación del secundario que:

$$R_2' = m^2 R_2$$

en resumen, la resistencia R_2' del nuevo secundario es m^2 veces la resistencia R_2 que existía en el transformador real.

De la misma manera, planteando la conservación de la potencia reactiva en las reactancias, resulta:

$$X_2 I_2^2 = X_2' I_2'^2$$

y por lo tanto:

$$X_2' = m^2 X_2$$

en resumen, la reactancia X_2' del nuevo es m^2 veces la reactancia x_2 que existía en el transformador real.

En general, cualquier impedancia conectada en el secundario del transformador real, por ejemplo, la impedancia de carga $Z_L \angle \phi_2$ de la figura nº 4, se reducirá al primario, siguiendo las relaciones de transformación correspondiente, tanto la de reactancias como la de las resistencias, por lo que se convertirá en una impedancia Z_L' de valor (ver figura nº 5):

$$Z_L' = m^2 Z_L$$

lo que indica que, cualquier impedancia Z_L conectada en el secundario del transformador, se convierte en un valor $m^2 Z_L$ en el transformador equivalente.

Para poder demostrar la expresión anterior de forma general, se tiene que tener en cuenta, que en la figura nº 4, del transformador real, se cumple:

$$Z_L = \frac{V_2}{I_2}$$

siendo la impedancia reducida o transferida al primario en el circuito equivalente de la figura nº 5;

$$Z_L' = \frac{V_2'}{I_2'}$$

y sustituyendo en la expresión anterior, las ecuaciones $V'_2 = mV_2$, $I'_2 = I_2/m$ y $Z_L = V_2/I_2$, que son las expresiones encontradas en los apartados a), b) y c), se obtendrá:

$$Z'_L = \frac{V'_2}{I'_2} = \frac{mV_2}{\frac{I_2}{m}} = \frac{m^2 V_2}{I_2} = m^2 Z_L$$

que coincide con la relación final hallada en el apartado c), allí obtenida por similitud con las equivalencias entre las relaciones de transformación para la reactancia y resistencia.

Observando el circuito equivalente inicial obtenido en la figura nº 5, se pueden construir multitud de circuitos equivalentes con tal de imponer diferentes condiciones al número de espiras elegido N'_2 del nuevo transformador. La importancia fundamental de la reducción de los devanados al haber elegido la igualdad especial $N'_2 = N_1$, estriba en que se puede llegar a obtener una representación del transformador en la que no exista la función transformación, o dicho en otros términos, se va a sustituir el transformador real, cuyos devanados están acoplados magnéticamente, por un circuito cuyos elementos están acoplados sólo eléctricamente. Si se observa el circuito de la figura nº 5, y si se tiene en cuenta la igualdad vista en el apartado a), $E'_2 = E_1 = mE_2$, existe una identidad entre las f.e.m.s. primaria y secundaria, lo que permite reunir los extremos de igual polaridad instantánea, sustituyendo ambos devanados por uno sólo como se muestra en la figura nº 6. Por este único arrollamiento, circulará una corriente diferencia: $I_1 - I'_2$, que teniendo en cuenta las identidades $I_1 = I_0 + I'_2$, deducida cuando se estudia el transformador ideal, y $I_1 = I_0 + I_2/m$, hallada en el estudio del transformador real, se deduce que es igual a la corriente de vacío I_0 . Esta a su vez tiene dos componentes una activa I_{Fe} y otra reactiva I_μ , representan un circuito paralelo formado por una resistencia R_{Fe} , cuyas pérdidas por efecto Joule indican las pérdidas en el hierro del transformador y por una reactiva X_μ por la que se deriva la corriente de magnetización de la máquina. De acuerdo con estos razonamientos, el circuito de la figura nº 6 se transforma en el de la figura nº 7, que representa el **circuito equivalente exacto del transformador reducido al primario**.

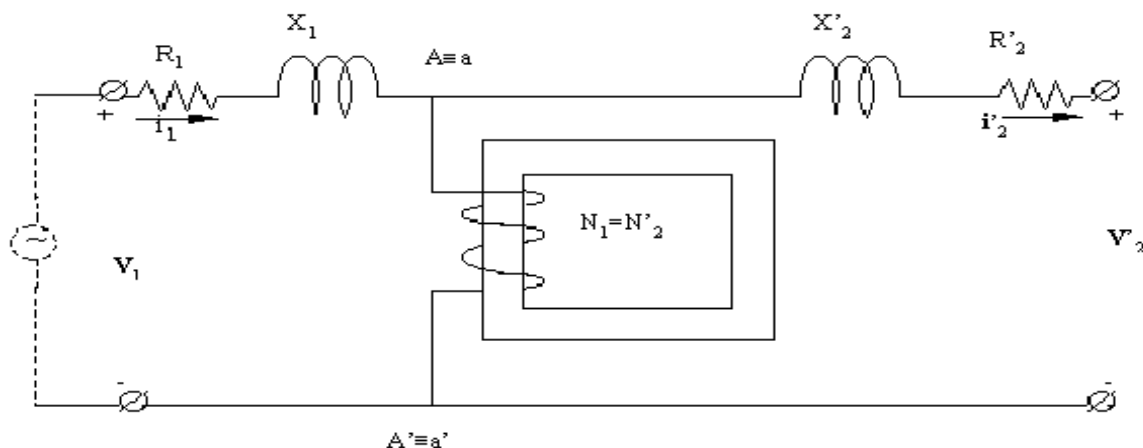


Figura nº 6: circuito equivalente con un único devanado

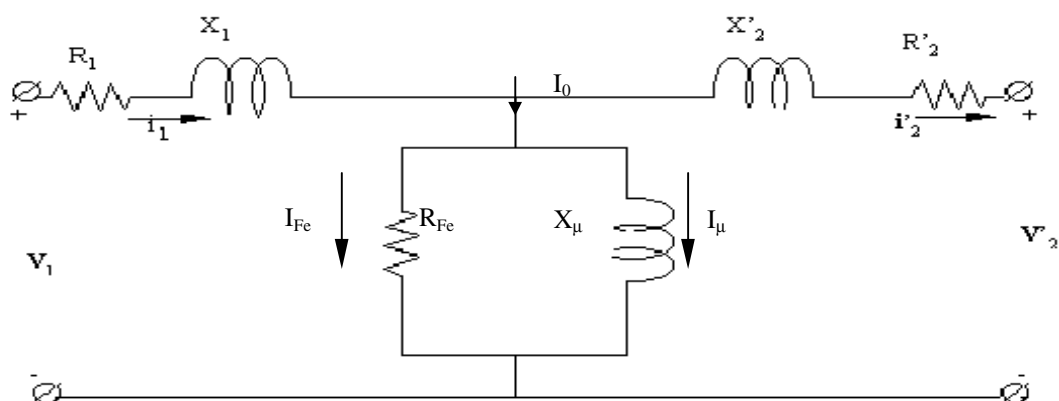


Figura nº 7: Circuito equivalente exacto de un transformador real

En este texto se utilizará el tipo de circuito mostrado en la figura nº 7, aunque se pueden utilizar otros circuitos equivalentes. Este circuito responde al comportamiento del transformador real y por ello se denomina circuito equivalente exacto. Debido al reducido valor de I_0 frente a las corrientes I_1 e I_2 , se suele trabajar con un circuito equivalente aproximado que se obtiene trasladando la rama en paralelo por la que se deriva la corriente de vacío, a los bornes de entrada del primario resultando el esquema de la figura 8.a. Con este circuito se simplifica el estudio de la máquina y, además, no se introducen errores apreciables en el cálculo. El esquema puede simplificarse aún más, observando la conexión en serie constituida por las ramas primaria y secundaria (reducida). Si se denomina:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 : \text{Resistencia de cortocircuito}$$

$$X_{cc} = X_1 + X'_2 : \text{Reactancia de cortocircuito}$$

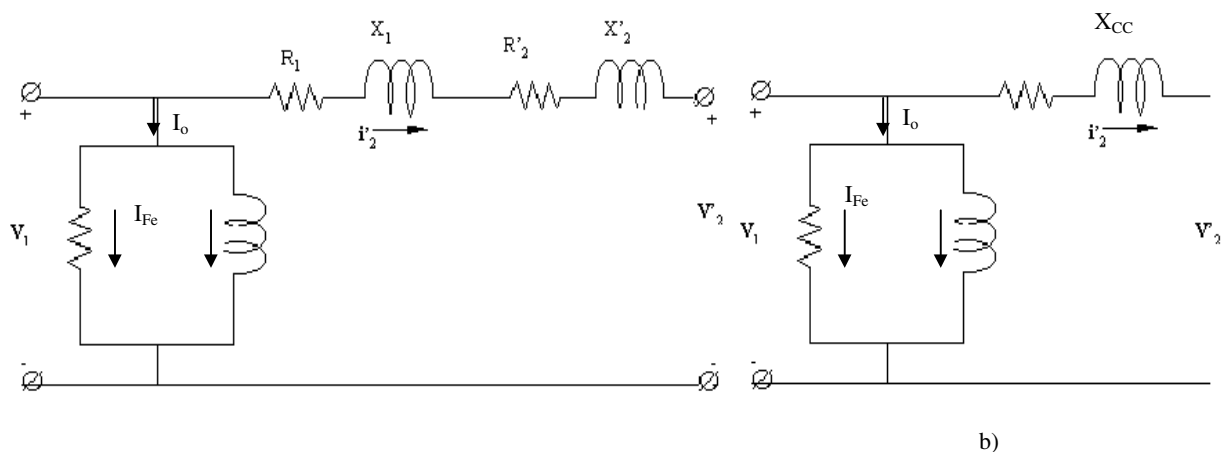


Figura nº8: Circuitos equivalentes aproximados de un transformador real

El circuito de la figura 8 a, se convierte en el de la figura 8 b. Con este último circuito equivalente simplificado, pueden resolverse una serie de problemas prácticos que afectan a la utilización del transformador; en particular, para el cálculo de la caída de tensión y el rendimiento. Aunque si en un problema real se requiere únicamente la determinación de la caída de tensión del transformador, se puede prescindir de la rama paralelo, ya que no afecta al cálculo de aquélla, de este modo, el circuito resultante será la impedancia serie: $R_{cc} + jK_{cc}$. Además, en los grandes transformadores se cumple que X_{cc} es varias veces R_{cc} , entonces, se puede utilizar solamente la reactancia serie X_{cc} para representar el circuito equivalente del transformador. Este esquema final es el que se utiliza cuando se realizan estudios de grandes redes en sistemas eléctricos de potencia: análisis de estabilidad, cortocircuitos, etc.

3.6. Ensayos del transformador

Los ensayos en un transformador representan las diversas pruebas que deben realizarse para verificar el comportamiento de la máquina. En la práctica, resulta difícil la realización de ensayos reales directos por las siguientes dos razones:

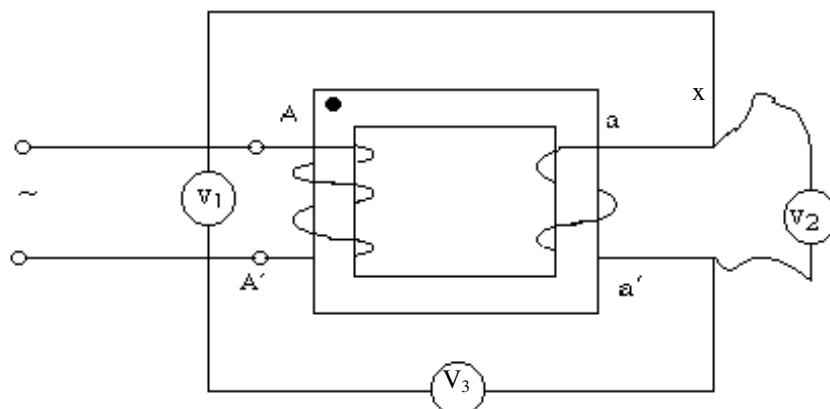
- la gran cantidad de energía disipada en tales pruebas,
- es prácticamente imposible disponer de cargas lo suficientemente elevadas (sobre todo cuando la potencia del transformador es grande) para hacer un ensayo en situaciones reales.

El comportamiento de un transformador bajo cualquier condición de trabajo, puede predecirse con suficiente exactitud si se conocen los parámetros del circuito equivalente. Esta información la necesitan tanto el fabricante como el usuario del transformador. Pero, no es sencillo ni fiable obtener estos parámetros de diseño o proyecto. Afortunadamente, los elementos que intervienen en el circuito equivalente aproximado se pueden obtener con unos ensayos muy simples que tiene además la ventaja de requerir muy poco consumo de energía (la suficiente para suministrar únicamente las pérdidas de la máquina), debido a esto son pruebas sin carga real. Los dos ensayos fundamentales que se utilizan para la determinación de los parámetros del circuito equivalente de un transformador son:

- Ensayos de vacío
- Ensayo de cortocircuito

Antes de iniciar la descripción de estos ensayos, vamos a explicar un método para determinar la polaridad de los terminales de un transformador, que ayudará a comprender el convenio de punto y servirá, más adelante, para entender los índices horarios de los transformadores trifásicos y la conexión en paralelo de estas máquinas.

Consideremos el esquema simplificado del transformador mostrado en la figura nº 9, en el que se desconoce el sentido del arrollamiento de los devanados. Se trata de determinar la polaridad relativa de los terminales secundarios respecto del primario. El proceso a seguir es el siguiente: Se señalan previamente los terminales del primario con las letras A y A'. Se unen a continuación dos terminales cualesquiera de primario y secundario, en el caso que realizamos, se han unido A con x. Se conectan tres voltímetros de c.a. en la forma que se señala. Al alimentar el primario con una tensión alterna se leen los valores señalados por los tres voltímetros V_1 , V_2 y V_3 . Si la tensión V_3 es igual a $V_1 - V_2$ significa que el terminal x es el homólogo a A, por lo que se tendrá que identificar este borne con la letra "a"; entonces, el terminal Y corresponderá con "a". De la misma manera que con el convenio del punto se tendrá que señalar con un punto el terminal "a" que es el homólogo de "A". Si la tensión V_3 es igual a $V_1 + V_2$, entonces el terminal "y" es ahora el homólogo "A" y por lo tanto el "x" es el homólogo de A'. Con este procedimiento se puede realizar el ensayo de polaridad.



■ Ensayo de vacío

Este ensayo consiste en aplicar al devanado primario la tensión nominal, estando el secundario en circuito abierto. Al mismo tiempo debe medirse la potencia absorbida P_0 , la corriente de vacío I_0 y la tensión secundaria V_{20} , de acuerdo con el esquema de conexiones de la figura nº 10. Debido a que en el vacío las pérdidas $R_1 I_0^2$ son despreciables (ya que el valor de I_0 es pequeño), la potencia absorbida en vacío es aproximadamente igual a las pérdidas en el hierro, lo que está de acuerdo con el circuito equivalente aproximado de la figura nº 11 a, que se deduce del esquema general de la figura 8 b, al ser $I_2 = 0$.

El ensayo de vacío se indica por “didáctica” que se realiza alimentando el devanado primario, ya que se pretende obtener el circuito equivalente reducido al primario. En la práctica real, este ensayo se realiza alimentando el devanado de B.T. porque normalmente su tensión de régimen está comprendida en las escalas de los aparatos de medida empleados. Además existe menos peligro para el operador al trabajar en B.T.

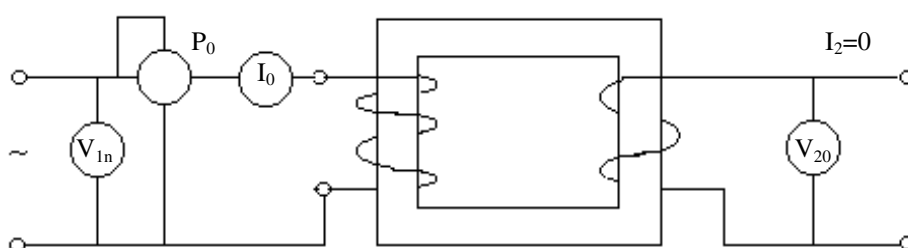


Figura nº 10: esquema de conexiones en el ensayo de vacío

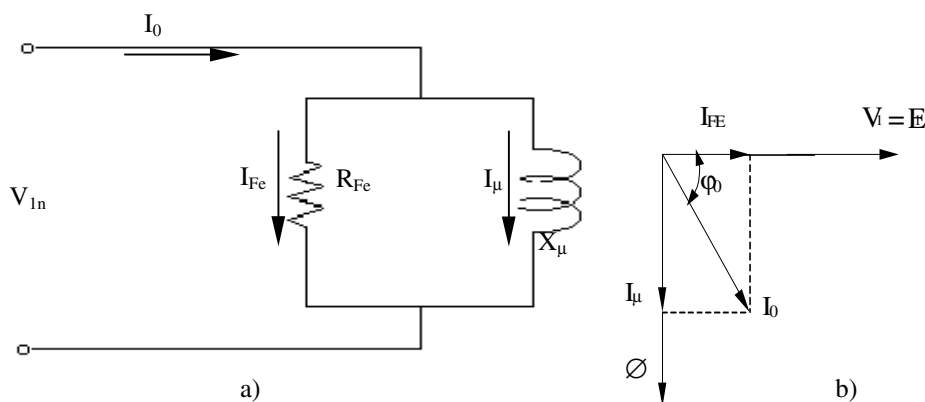


Figura nº 11: a) circuito equivalente simplificado; b) diagrama vectorial en el vacío

De las medidas efectuadas puede obtenerse el factor de potencia en vacío, de acuerdo con la ecuación:

$$P_0 = V_{in} I_0 \cos \varphi_0 = P_{Fe}$$

Por otro lado, debido a que valor de la caída de tensión primaria es pequeño, se puede considerar que la magnitud V_{in} es prácticamente igual a E_1 , resultando el diagrama vectorial de vacío de la figura 11 b, donde se ha cogido como referencia de fases la tensión primaria. En este esquema las dos componentes de I_0 valen:

$$I_{Fe} = I_0 \cos \varphi_0 \quad I_{\mu} = I_0 \sin \varphi_0$$

Donde ya puede obtenerse, los valores de parámetros R_{Fe} y X_{μ} :

$$R_{Fe} = \frac{V_1}{I_{Fe}} \quad X_{\mu} = \frac{V_1}{I_{\mu}}$$

Los resultados de interés que proporciona el ensayo en el vacío son:

- Permite determinar las pérdidas en el hierro (núcleo) del transformador y los parámetros de la rama paralelo del circuito equivalente del mismo.
- Permite hallar la corriente de vacío I_0 .
- También puede obtenerse la relación de transformación, debido a que la tensión V_{in} aplicada coincide prácticamente con E_1 , además la f.e.m. E_2 es igual a la tensión medida en el secundario en vacío (V_{20}), en consecuencia, se cumplirá:

$$m = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{V_{in}}{V_{20}}$$

■ Ensayo de cortocircuito

Este ensayo consiste en cortocircuitar el devanado secundario y aplicar al primario una tensión que se va elevando gradualmente desde cero hasta que circula la corriente nominal de plena carga por los devanados. El esquema y tipos de aparatos necesarios para la realización de este ensayo se indican en la figura nº 12.

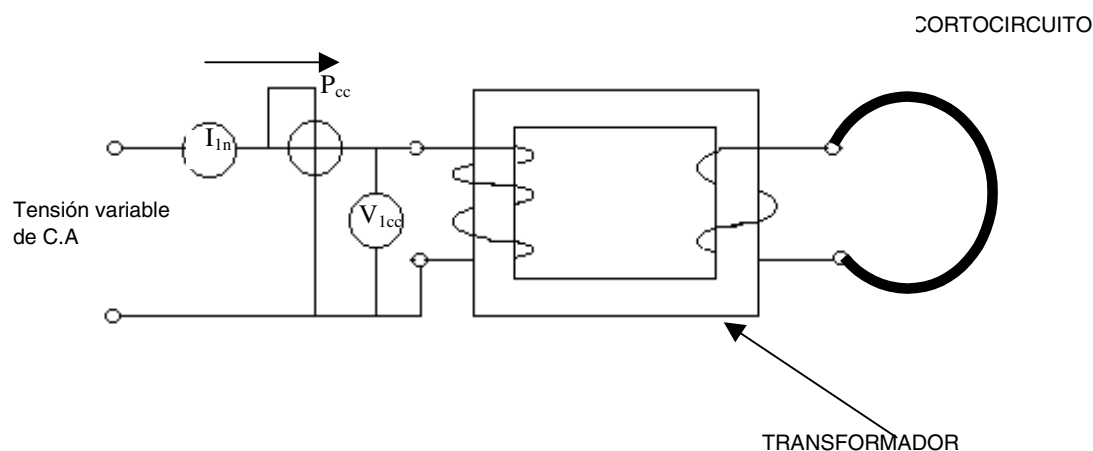


Figura nº 12: esquema de conexiones en el ensayo de cortocircuito

Este ensayo se realiza alimentando el transformador por el lado de A.T., de esta forma la corriente a medir en el primario será de un valor razonable. Al mismo tiempo la tensión de alimentación solo será una pequeña parte de la nominal, estando comprendida dentro de las escalas de los instrumentos de medida usuales.

La tensión necesaria aplicada en esta prueba representa un pequeño porcentaje respecto a la nominal, como consecuencia, el flujo en el núcleo es pequeño y, por esto, se pueden despreciar las pérdidas en el hierro. La potencia absorbida en cortocircuito coincide con las pérdidas en el cobre, lo que corresponde con el circuito equivalente que muestra la figura nº 13 a., que se puede deducir del esquema general representado en la figura nº 8 b, al despreciar la rama que se encuentra en paralelo. Esta rama se puede despreciar debido al comparar I_0 con I_{in} , se puede ver que el primero es bastante más pequeño.

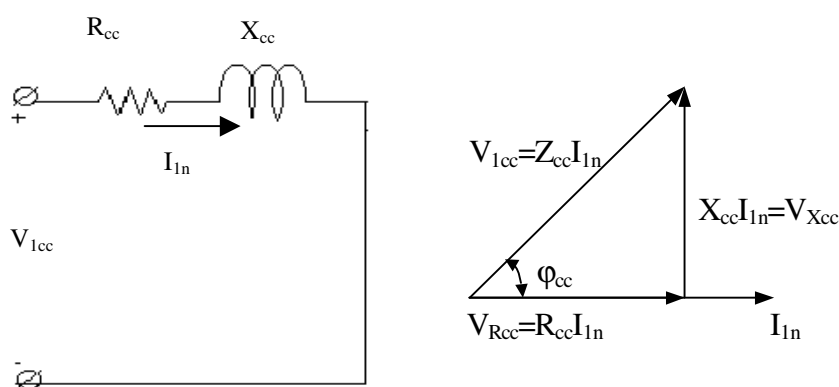


Figura nº 13: a) circuito equivalente simplificado; b) diagrama vectorial en cortocircuito

De las medidas efectuadas, se puede obtener el f.d.p. de cortocircuito:

$$P_{CC} = V_{1CC} I_{in} \cos \varphi_{CC}$$

Si en el circuito de la figura nº 13 a, se toma la corriente como referencia, se obtiene el diagrama vectorial de la figura nº 13 b, del cual se puede deducir:

$$V_{R_{cc}} = R_{cc} I_{ln} = V_{lcc} \cos \varphi_{cc}$$

$$V_{X_{cc}} = X_{cc} I_{ln} = V_{lcc} \sin \varphi_{cc}$$

y como consecuencia:

$$R_{cc} = \frac{V_{lcc}}{I_{ln}} \cos \varphi_{cc} \quad X_{cc} = \frac{V_{lcc}}{I_{ln}} \sin \varphi_{cc}$$

El ensayo de cortocircuito permite determinar los parámetros de la rama serie del circuito del transformador y de ahí que se designen con R_{cc} y X_{cc} . Debe remarcarse que el ensayo de cortocircuito determina la impedancia total del transformador pero no da información de cómo están distribuidos estos valores totales entre el primario y el secundario. Es decir, se obtiene según las siguientes ecuaciones, explicadas en el estudio del transformador equivalente:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 \quad X_{cc} = X_1 + X'_2$$

para poder determinar los valores individuales de las resistencias R_1 y R'_2 es preciso aplicar c.c. a cada uno de los devanados y mediante la aplicación de la ley de Ohm, obtener las resistencias R_1 y R_2 (no R'_2), se utiliza un factor corrector para tener en cuenta el efecto pelicular que se produce con c.a. (la resistencia óhmica es función de la frecuencia, debido a la distribución no uniforme de la corriente por la sección transversal del conductor).

No existen procedimientos para separar X_1 de X'_2 , en la segunda ecuación. Entonces, Cuando se quiere conocer la distribución de R_{cc} y X_{cc} entre ambos devanados es frecuente recurrir a las aproximaciones siguientes:

$$R_1 = R_2 = \frac{R_{cc}}{2} \quad X_1 = X_2 = \frac{X_{cc}}{2}$$

Otro aspecto a considerar en el ensayo en cortocircuito es que la potencia absorbida coincide con la pérdida en el cobre de los devanados correspondiente a la corriente que fluye en esa situación. Si como exigen las Normas de Ensayos (CEI, UNE VDE,...) esta corriente es la nominal, las pérdidas correspondientes representarán las pérdidas en el cobre a plena carga. ¿Pero, qué sucede si el ensayo de cortocircuito no está hecho con corriente nominal? Esta situación suele ser conflictiva. En principio, el ensayo no estaría realizado conforme a Normas y podría no ser válido. Si se considera que los parámetros R_{cc} y X_{cc} son lineales, lo que significa que sus valores no dependen de la corriente que circula por ellos, entonces, el proceso a seguir sería el mismo que el que se ha empleado anteriormente para su cálculo, y, se obtendrían esos valores. Pero, se halla un conflicto en el momento de interpretar:

- las pérdidas en cortocircuito, que ya no serán las pérdidas en el cobre nominales o de plena carga, sino que serán las pérdidas en el cobre al régimen de carga impuesto por la corriente de cortocircuito a la que se haya realizado el ensayo,
- la tensión de cortocircuito, que será proporcional a la corriente a la que se haya efectuado el ensayo. Se estima que la confusión procede de una falta de definición de las magnitudes que entran en juego. Para aclarar este problema denominaremos a la tensión de cortocircuito con corriente nominal, corriente de cortocircuito igual a la nominal, y potencia de cortocircuito con corriente nominal respectivamente.

$$V_{1cc} \quad ; \quad I_{1cc} = I_{1n} \quad ; \quad P_{cc}$$

La realidad es que los parámetros R_{cc} y X_{cc} presentan una pequeña característica no lineal, por este motivo ahí la exigencia de las diferentes Normas de que la corriente de cortocircuito se haga coincidir con la nominal o de plena carga.

Si el ensayo no está hecho con corriente nominal las magnitudes correspondientes se designarán de la siguiente manera:

$$V_{1c} , I_{1c} , P_c$$

Utilizando las dos últimas expresiones, se obtendrán las mismas soluciones de X_{cc} y de R_{cc} (si el sistema es lineal) que las encontradas en el inicio de este apartado. Definidas las corrientes $I_{1cc} = I_{1n}$ e I_{1c} , las relaciones entre las otras magnitudes teniendo en cuenta el circuito equivalente de la figura nº 13 a serán:

$$Z_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} = \frac{V_{1corto}}{I_{1corto}} \quad P_{cc} = R_{cc} I_{1n}^2 \quad P_{corto} = R_{cc} I_{1corto}^2$$

de donde se deduce:

$$V_{1cc} = V_{1corto} \frac{I_{1n}}{I_{1corto}} \quad P_{cc} = P_{corto} \frac{I_{1n}^2}{I_{1corto}^2}$$

Las igualdades anteriores, representan las relaciones de cambio para transformar las magnitudes de ambos ensayos: Es aconsejable que si el ensayo de cortocircuito no se ha realizado con corriente nominal (es decir se han leído las magnitudes V_{1c} , I_{1c} y P_c , se aplican las ecuaciones de transformación de Z_{cc} , P_{cc} , P_c , expresadas anteriormente, para determinar las magnitudes V_{1cc} , $I_{1cc}=I_{1n}$ y P_{cc} , definidas para corriente nominal y determinar los parámetros del circuito equivalente a partir de las ecuaciones de P_{cc} , y siguientes, que se encuentran en el inicio de este subapartado.

Normalmente, las caídas de tensión V_{Rcc} y V_{Xcc} , suelen expresarse en tanto por ciento respecto a la tensión nominal, obteniendo:

$$\varepsilon_{cc} = \frac{V_{1cc}}{V_{1n}} 100 \quad \varepsilon_{Rcc} = \frac{V_{Rcc}}{V_{1n}} 100 \quad \varepsilon_{Xcc} = \frac{V_{Xcc}}{V_{1n}} 100$$

El ensayo de cortocircuito debe distinguirse de la falta o fallo de cortocircuito que puede suceder en un transformador alimentado por una tensión nominal primaria cuando, por accidente, se unen entre sí los bornes del devanado secundario. En esta situación el circuito equivalente coincide con el indicado en la figura nº 13 (ensayo de cortocircuito), sin embargo, ahora, el transformador está alimentado por una tensión V_{1n} (en vez de V_{1cc}) apareciendo una fuerte de circulación $I_{1 \text{ falta}}$ (ó $I_{2 \text{ falta}}$ en el secundario) peligrosa para la vida de la máquina, debido a los fuertes efectos térmicos y electrodinámicos que produce. Desde el punto de vista de circuito equivalente, el valor de $I_{1 \text{ falta}}$ vendrá expresado por:

$$I_{1 \text{ falta}} = \frac{V_{1n}}{Z_{cc}}$$

Teniendo en cuenta el diagrama vectorial de la figura nº13 b, se deduce:

$$I_{1n} = \frac{V_{1cc}}{Z_{cc}}$$

que se puede expresar:

$$I_{\text{falta}} = \frac{V_{1n}}{V_{1cc}} I_{1n}$$

haciendo uso de $\varepsilon_{cc} = (V_{1cc}/V_{1n}) \cdot 100$, resultará:

$$I_{\text{falta}} = \frac{100}{\varepsilon_{cc}} I_{1n}$$

Todo esto indica que la corriente de cortocircuito que falta es inversamente proporcional a ε_{cc} . Cuanto mayor sea el valor de ε_{cc} tanto menor será el valor de la corriente del cortocircuito. Un alto valor de ε_{cc} implica una fuerte caída de tensión en el transformador, entonces, deberá adoptarse una solución de compromiso entre ambos aspectos contradictorios. En la práctica, los transformadores industriales menores de 1000 KVA, tiene una solución de ε_{cc} comprendido entre 1 i 6 % (transformadores de distribución), sin embargo para potencias mayores se aumenta hasta un margen del 6 al 13 %. Generalmente la componente $\varepsilon_{X_{cc}}$ es superior a $\varepsilon_{R_{cc}}$.

3.7. Caída de tensión en un transformador

Considérese un transformador alimentado por su tensión nominal primaria V_{1n} . En el vacío, el secundario proporciona una tensión de V_{20} ; cuando se conecta una carga a la máquina, debido a la impedancia interna del transformador, la tensión medida en el secundario ya no será la anterior sino otro valor que denominaremos V_2 . La diferencia aritmética o escalar entre ambas tensiones, será:

$$\Delta V_2 = V_{20} - V_2$$

que representa la caída de la tensión interna del transformador.

Se denomina caída de tensión relativa o simple regulación, a la caída de tensión interna, respecto a la tensión secundaria en vacío (nominal) expresada en tanto por ciento y se designa por el símbolo ε_c (no confundir con ε_{cc}):

$$\varepsilon_c = \frac{V_{20} - V_2}{V_{20}} 100\%$$

Al trabajar con el circuito equivalente reducido al primario es conviene expresar el cociente anterior en función de las magnitudes primarias; si se multiplica por la relación de transformación m cada término de ecuación anterior y se tiene en cuenta que $V'_2 = mV_2$ y la relación de transformación encontrada para el ensayo en el vacío ($m = V_{1n}/V_{20}$), se obtiene:

$$\varepsilon_c = \frac{V_{1n} - V'_2}{V_{1n}} 100\%$$

Para poder calcular esta relación, se va a considerar un transformador que lleva una corriente secundaria I_2 con un f.d.p. inductivo (o en retraso) como muestra la figura nº 14. Al aplicar la segunda ley de Kirchhoff al circuito equivalente aproximado del transformador reducido al primario se obtiene:

$$V_{1n} = V'_2 + (R_{cc} + jX_{cc})I'_2$$

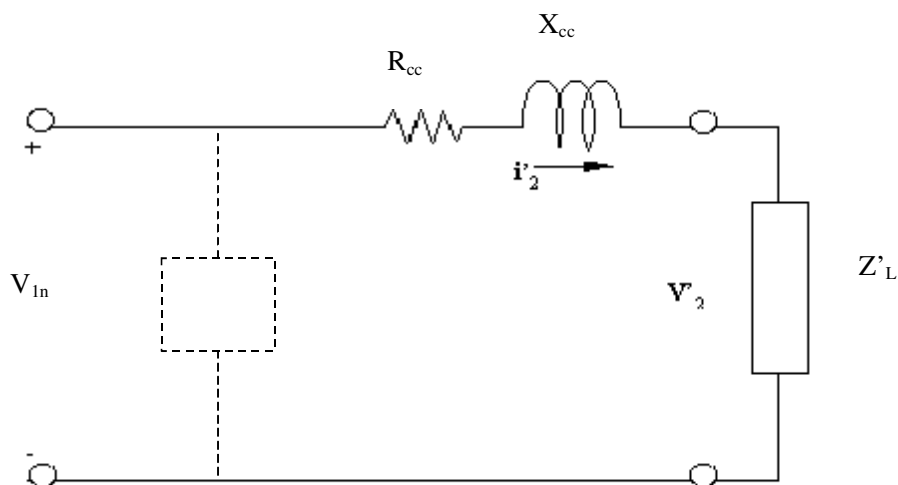


Figura nº 14: Circuito equivalente

La ecuación anterior permite calcular la tensión secundaria reducida en función de la tensión aplicada al transformador y la corriente secundaria reducida al primario. Obteniendo en la ecuación anterior la magnitud de V'_2 , la expresión de ϵ_c que relaciona V_{in} con V'_2 , permitirá calcular la caída de la tensión relativa del transformador.

En la práctica, debido a que la caída de tensión del transformador representa un valor reducido ($< 10\%$) respecto a las tensiones puestas en juego, no suele emplearse la ecuación fasorial anterior para calcular V'_2 sino que se recurre a un método aproximado propuesto a finales del siglo pasado por el profesor Gisbert Kapp. En la figura nº 15 se muestra el diagrama fasorial correspondiente al circuito equivalente de la figura nº 14 y que, en definitiva, representa la ecuación fasorial anterior, donde se ha tomado la tensión V'_2 como referencia y se ha considerado un f.d.p inductivo (I'_2 se retrasa ϕ_2 respecto de V'_2).

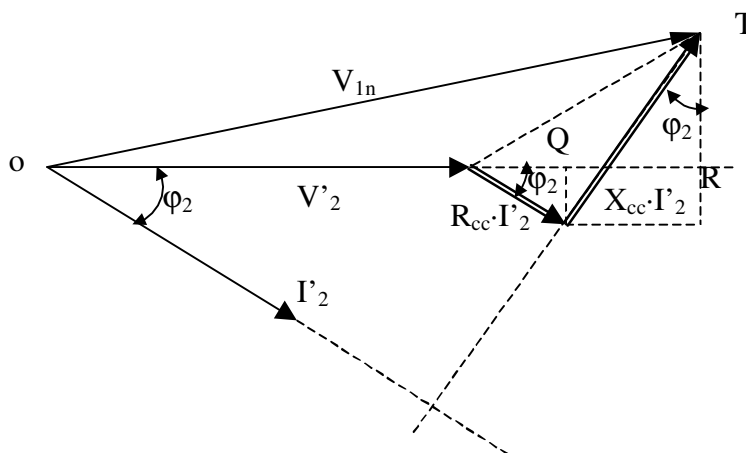


Figura nº 15: Diagrama fasorial

En este gráfico se observa que el numerador de la ecuación anterior viene expresado por:

$$V_{in} - V'_2 = |OS| - |OP| = |PS|$$

siendo S el punto de intersección de la recta prolongación de V'_2 con la circunferencia trazada con centro en O y radio V_{1n} . En los transformadores industriales, la caídas de tensión son pequeñas frente a la magnitudes de V_{1n} y V'_2 , entonces, se puede admitir que:

$$V_{1n} - V'_2 = |PS| \approx |PR|$$

siendo R la proyección del vector V_1 sobre la recta OS. El triángulo de caída de tensión PTM se denomina triángulo de Kapp y sus dimensiones son mucho menores que V_{1n} y V'_2 , pero en la figura nº 15 se ha exagerado su tamaño para mayor claridad del diagrama. Teniendo en cuenta que se cumple

$$|PR| = |PQ| + |QR| = |PQ| + |MN|$$

se obtiene:

$$|PR| = R_{cc} I'_2 \cos \varphi_2 + X_{cc} I'_2 \sin \varphi_2$$

por lo que la caída absoluta de tensión tendrá el siguiente valor:

$$V_{1n} - V'_2 = R_{cc} I'_2 \cos \varphi_2 + X_{cc} I'_2 \sin \varphi_2$$

Si se denomina índice de carga C, al cociente entre la corriente secundaria del transformador y la nominal correspondiente, es decir:

$$C = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{I'_2}{I'_{2n}} \approx \frac{I_1}{I_{1n}}$$

Substituyendo el valor encontrado de C, en la ecuación anterior, se obtiene:

$$V_{1n} - V'_2 = CR_{cc} I'_2 \cos \varphi_2 + CX_{cc} I'_2 \sin \varphi_2$$

en valores relativos:

$$\epsilon_{cc} = \frac{V_{1n} - V'_2}{V_{1n}} 100\% = C\epsilon_{Rcc} \cos \varphi_2 + C\epsilon_{Xcc} \sin \varphi_2$$

donde se ha tenido en cuenta de acuerdo con las expresiones anteriormente encontradas de V_{Rcc} y V_{Xcc} y las ecuaciones en tanto por ciento de ϵ_{cc} , ϵ_{Rcc} , ϵ_{Xcc} , se obtiene:

$$\epsilon_{cc} = \frac{Z_{cc} I_{1n}}{V_{1n}} 100$$

$$\epsilon_{Rcc} = \frac{R_{cc} I_{1n}}{V_{1n}} 100 = \frac{R_{cc} I'_{2n}}{V_{1n}} 100$$

$$\epsilon_{Xcc} = \frac{X_{cc} I_{1n}}{V_{1n}} 100 = \frac{X_{cc} I'_{2n}}{V_{1n}} 100$$

Si el f.d.p. de la carga hubiera sido capacitivo, se puede demostrar, con una simple composición vectorial, que el término $C\varepsilon_{xc}\sin\phi_2$ en la expresión de ε_c , sería negativo. Ese término puede ser superior al otro, resultando caídas de tensión negativas, lo que indica que $V'_2 > V_{1n}$ o de otra forma que $V_2 > V_{20}$, es decir, aparecen tensiones en cargas superiores a las de vacío. Este fenómeno se conoce con el nombre de efecto Ferranti, por ser el nombre del ingeniero inglés que observó i explicó este resultado por primera vez

CAPÍTULO X. REGULACIÓN DE LA TENSIÓN EN LÍNEAS AÉREAS

1. INTRODUCCIÓN

Las líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica deben cumplir unos requisitos de seguridad, calidad y economía. La seguridad siempre se cumplirá aún en las condiciones económicas más desfavorables. Pero existen una serie de limitaciones técnicas que condicionan cualquier instalación. Así los aislantes sólo pueden soportar unas tensiones determinadas, asimismo la intensidad que circula por las líneas, no debe sobrepasar de unos valores preestablecidos, el flujo de potencias no excederá de lo permitido por la ley para cada infraestructura, etc.

Todos estos condicionantes obligan al proyectista a realizar unas comprobaciones de los parámetros más característicos, que por ley nunca sobrepasará. De entre las muchas comprobaciones, dos son las más específicas: la caída de tensión y la pérdida de potencia.

La caída de tensión de una línea de transporte de energía eléctrica no sobrepasará el 10% en todo su recorrido. Mientras que no se permitirá una pérdida de potencia superior al 3%, pero esta vez, cada 100km.

Para dar los valores de estas magnitudes, como de cualquier otra, podemos expresarlas de dos formas diferentes: mediante valores absolutos o mediante valores relativos:

- Una magnitud expresada en valores absolutos, tendrá valor y unidades, dándonos el valor exacto que adquiere dicha magnitud, aunque no indique la importancia de la misma.
- Una magnitud expresada en valores relativos, no tendrá valor ni unidades, pero nos expresará la importancia del valor obtenido. Por esta razón ésta es la forma más utilizada para expresar este tipo de limitaciones, ya que más que el valor, interesa lo que representa sobre el total.

Por ejemplo: si una línea tiene una caída de tensión de 1.500V (valor absoluto), representará una pérdida de tensión pequeña si la línea es de 200.000V, o por el contrario representará un valor a tener presente si la línea es de 2000V. Si estos cálculos se realizan con valores relativos (por comparación con otros valores de la línea, como por ejemplo la tensión nominal), entonces en el primer caso la pérdida de tensión representa un 0.75% (valor relativo), mientras que para la segunda tensión representa un 75% del total, ahora sí nos da idea de la importancia de la pérdida.

Expresadas la caída de tensión, y la pérdida de potencia en sus dos formas nos darán las siguientes ecuaciones:

$$\Delta u = U_1 - U_2 \quad \text{Valor absoluto:}$$

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo}$$

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad \text{Valor absoluto:}$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo}$$

Donde:

- U_1 , P_1 = valores de la tensión, y de la potencia al principio de línea.
- U_2 , P_2 = valores de la tensión, y de la potencia al final de línea.
- U , P = valores de la tensión y de la potencia, tomados como referencia (estos valores pueden ser los nominales de la línea).

2. CÁLCULO DE LAS CONDICIONES ELÉCTRICAS EN UNA LÍNEA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Sin importar la opción escogida para representar la caída de tensión y la pérdida de potencia, las magnitudes a calcular siempre serán las mismas (las tensiones y las potencias al principio y al final de línea). Pero su cálculo se realizará de forma diferente dependiendo de cuales son los condicionantes de operación conocidos; generalmente se supone conocida la tensión en uno de sus extremos y la demanda de potencia en el extremo receptor, pero no es el único caso. Así pues, existen como mínimo, tres casos cuyo cálculo se explica a continuación, no sin antes recordar que:

- El método empleado para el cálculo, será el de las constantes auxiliares, ya que permite el estudio de líneas eléctricas sin importar su longitud.
- Siempre supondremos sistemas en estrella, o convertidos de triángulo a estrella. Por tanto se debe recordar que las intensidades de línea son iguales a las de fase, pero que las tensiones de línea (U), son $\sqrt{3}$ veces mayores que las de fase (V).
- Las condiciones al principio de línea se simbolizan con el subíndice 1, mientras que las del final de línea lo hacen con el subíndice 2.

2.1. Caso nº 1: conocidas las condiciones de funcionamiento en el final de línea (P_2 , U_2 , φ_2 , A, B, C, D)

Sí conocemos los valores de las magnitudes al final de línea, el cálculo es inmediato a partir de cualquiera de los métodos estudiados en capítulos anteriores, aunque aquí se aplicará el método de las constantes auxiliares, que nos permite calcular cualquier línea independientemente de su longitud. Ya que aplicamos el método de las constantes auxiliares, las letras (A, B, C, D), significarán los vectores que las definen.

Conocidas las magnitudes anteriores, la forma de operar para hallar las condiciones al principio de línea será la siguiente:

Conocidos P_2 , U_2 , y φ_2 , es fácil terminar de calcular las otras tres magnitudes que nos faltan para tener completamente definido un punto de la línea, para ello recordemos algunas relaciones entre potencias y el resto de magnitudes:

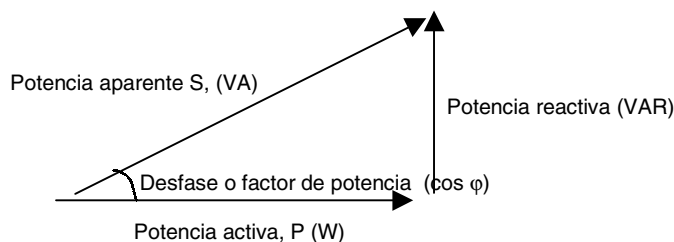


Figura nº 1. Triángulo de potencias de un sistema equilibrado.

$$\text{Así: } P = S \cdot \cos \varphi \quad Q = S \cdot \sin \varphi \quad S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{Q}{\sin \varphi} \quad Q = P \cdot \tan \varphi$$

Y recordando que las expresiones totales de las potencias, por ejemplo al final de línea, son:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2$$

$$\bar{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = |S_2|(\varphi_2)$$

Cabe recordar que el ángulo de la potencia aparente, es el ángulo total, que también puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$\varphi_2 = \varphi_{U_2} - \varphi_{I_2}$$

Una vez recordadas estas expresiones, estamos ya en condiciones de proceder al cálculo de las condiciones eléctricas en el principio de línea. Para ello seguiremos los pasos detallados a continuación:

- Gracias a la P_2 , y a φ_2 , hallamos el resto de potencias, es decir (S_2 , y Q_2).
- El módulo de la tensión al final de línea es, en muchas ocasiones conocido, pero no su ángulo. No hay problema ya que puede considerarse de 0° .
- La última magnitud que nos queda I_2 , se obtiene fácilmente aplicando la expresión:

$$\bar{I}_2 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cos \varphi_2} (\varphi_{U_2} - \varphi_2)$$

- Aplicando finalmente las ecuaciones del método de las constantes auxiliares, conocidos los valores al final de línea, hallaremos la tensión, y la intensidad al principio de línea.

$$\begin{cases} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{cases} \quad \text{Recordar que: } \bar{V}_2 = \frac{\bar{U}_2}{\sqrt{3}}$$

- Conocidas la tensión e intensidad al principio de línea, para hallar las restantes magnitudes se procederá de la siguiente forma:

$$\bar{I}_{LINEA} = \bar{I}_{FASE} \quad \bar{U}_{LINEA} = \bar{V}_{FASE} \cdot \sqrt{3} \quad \varphi_1 = \varphi_{U_1} - \varphi_{I_1}$$

- Finalmente se hallarán las potencias al principio de línea:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1$$

$$\bar{S}_1 = (P_1 + jQ_1) = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = |S_1|(\varphi_1)$$

- Ya tenemos calculadas las seis magnitudes características al principio de línea, que a modo de resumen detallamos a continuación.

$$\left. \begin{matrix} P_2 \\ \varphi_2 \\ \bar{U}_2 \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} Q_2 \\ \bar{S}_2 \end{matrix} \right\} \rightarrow \bar{I}_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot \cos \varphi_2} \angle -\varphi_2^\circ \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \\ \varphi_1 \\ P_1 \\ Q_1 \\ \bar{S}_1 \end{matrix} \right\}$$

- Finalmente, sólo nos queda comprobar la caída de tensión, la pérdida de potencia, y el rendimiento de la línea. Ahora ya disponemos de todos los parámetros necesarios para su cálculo:

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{valor relativo}$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$$

Recordar que no se debe sobrepasar el 10% en la caída de tensión en toda la longitud de la línea, el 3% de la pérdida de potencia por cada 100 km de línea, y que el rendimiento, al depender de esta potencia, suele ser muy elevado.

2.2. Caso nº 2: conocidas las condiciones de funcionamiento en el principio de línea (P_1 , U_1 , φ_1 , A , B , C , D).

Sí conocemos los valores de las magnitudes al principio de línea, el cálculo es inmediato a partir de cualquiera de los métodos estudiados en capítulos anteriores, aunque se vuelve a aplicar el método de las constantes auxiliares, que nos permite estudiar cualquier línea independientemente de su longitud. Como en el caso anterior, las letras (A , B , C , D), significarán los vectores que definen a estas constantes auxiliares.

Conocidas las magnitudes anteriores, la forma de operar para hallar las condiciones al final de línea será la siguiente:

Conocidos P_1 , U_1 , y φ_1 , es fácil calcular las otras tres magnitudes que nos faltan para tener completamente definido un punto de la línea, para ello se aplica:

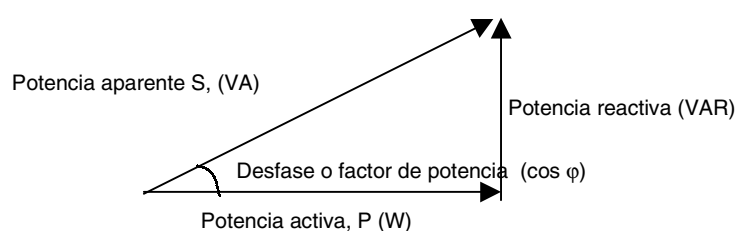


Figura nº 2. Triángulo de potencias de un sistema eléctrico.

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad Q = S \cdot \sin \varphi \quad S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{Q}{\sin \varphi} \quad Q = P \cdot \tan \varphi$$

Y recordando que las expresiones totales de las potencias, por ejemplo al principio de línea son:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_1$$

$$\bar{S}_1 = (P_1 + jQ_1) = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = |S_1|(\varphi_1)$$

Cabe recordar que el ángulo de la potencia aparente, es el ángulo total, que también puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$\varphi_I = \varphi_{U_I} - \varphi_{I_I}$$

- Gracias a la P_I y a φ_I , hallamos el resto de potencias, es decir (S_I , y Q_I).
- En este caso debe ser conocido no sólo el módulo de la tensión al principio de línea, sino también su ángulo, ya que ahora este no puede considerarse nulo.
- La última magnitud que nos queda I_I , se obtiene fácilmente aplicando la expresión:

$$\bar{I}_I = \frac{P_I}{\sqrt{3} \cdot U_I \cos \varphi_I} (\varphi_{U_I} - \varphi_I)$$

- Aplicando finalmente las ecuaciones del método de las constantes auxiliares, conocidos los valores al inicio de línea, hallaremos la tensión, y la intensidad al final de esta.

$$\begin{cases} V_2 = \bar{V}_I \cdot \bar{D} - \bar{I}_I \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_I \cdot \bar{A} - \bar{V}_I \cdot \bar{C} \end{cases} \quad \text{Recordar que: } \bar{V}_I = \frac{\bar{U}_I}{\sqrt{3}}$$

- Conocidas la tensión e intensidad al final de línea, para hallar las restantes magnitudes se procederá de la siguiente forma:

$$\bar{I}_{2LÍNEA} = \bar{I}_{2FASE} \quad \bar{U}_{2LÍNEA} = \bar{V}_{2FASE} \cdot \sqrt{3} \quad \varphi_2 = \varphi_{U_2} - \varphi_{I_2}$$

- Finalmente se hallarán las potencias al final de línea:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_2$$

$$\bar{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = |\bar{S}_2|(\varphi_2)$$

- Ya tenemos calculadas las seis magnitudes características al final de línea, que a modo de resumen detallamos a continuación.

$$\left. \begin{matrix} P_I \\ \varphi_I \\ \bar{U}_I \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} Q_I \\ \bar{S}_I \end{matrix} \right\} \rightarrow \bar{I}_I = \frac{P_I}{\sqrt{3} \cdot U_I \cdot \cos \varphi_I} \angle -\varphi_I^\circ \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{V}_2 = \bar{V}_I \cdot \bar{D} - \bar{I}_I \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_I \cdot \bar{A} - \bar{V}_I \cdot \bar{C} \end{matrix} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{matrix} \bar{U}_2 \\ \bar{I}_2 \\ \varphi_2 \\ P_2 \\ Q_2 \\ \bar{S}_2 \end{matrix} \right\}$$

- Finalmente, sólo nos queda comprobar la caída de tensión, la pérdida de potencia, y el rendimiento de la línea. Ahora ya disponemos de todos los parámetros necesarios para su cálculo:

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \text{ Valor relativo}$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} 100$$

- Recordar que no se debe sobrepasar el 10% en la caída de tensión en toda la longitud de la línea. El 3% de la pérdida de potencia por cada 100 km de línea, y que el rendimiento al depender de esta potencia, suele ser muy elevado.

2.3. Caso nº 3: conocidas las algunas condiciones del inicio y del final de línea (P_2 , U_2 , φ_2 , A , B , C , D)

El cálculo de las magnitudes eléctricas, es en este caso más complejo, ya que hasta ahora conocíamos (o como mínimo disponíamos) de los parámetros necesarios para definir completamente un punto de la línea (conocíamos las seis magnitudes eléctricas). Sin embargo en este caso conocemos algunas magnitudes del principio de línea, y algunas del final de la misma, resultando inoperantes las fórmulas utilizadas hasta el momento.

Vamos a desarrollar una fórmula que permita realizar este cálculo de forma rápida y directa, partiendo inicialmente de una línea corta (longitud menor a 80km). Posteriormente, se extenderá su cálculo a líneas de cualquier longitud.

Se ha visto que la ecuación de la tensión en una línea corta es la correspondiente a un circuito formado por una impedancia serie total de la línea:

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_{LINEA} \bullet \bar{I}_{LINEA}$$

La impedancia de la línea esta formada por una resistencia y una impedancia:

$$\bar{Z}_t = R_t + j \cdot X_t$$

Tomando la tensión de fase al final de línea, como valor de referencia:

$$\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ$$

Comprobamos que se cumple la siguiente igualdad:

$$\bar{I}_2 = \left(\frac{\bar{S}_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^*}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot \bar{V}_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \bar{I}_2^*}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = (\bar{I}_2^*)^* = \bar{I}_2$$

Y finalmente, la potencia aparente conjugada (signo del asterisco), se puede expresar también como:

$$\bar{S}_2^* = P_2 - j \cdot Q_2$$

Estamos ya en condiciones de empezar a calcular la expresión buscada. La tensión al principio de línea puede expresarse:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z}_l \cdot \bar{I}_2 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \left(\frac{\bar{S}_2}{3 \bullet \bar{V}_2} \right)^* =$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \left(\frac{P_2 + jQ_2}{3 \bullet \bar{V}_2} \right)^* = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \left(\frac{P_2 - jQ_2}{3 \bullet \bar{V}_2} \right) =$$

El cambio de signo de las potencias es debido a que estaban conjugadas (signo del asterisco).

Nombraremos a partir de ahora, a la resistencia y a la reactancia de la línea simplemente R, y X. Si se separan las partes reales y las imaginarias de la ecuación anterior se obtiene:

$$\bar{V}_1 = \left(\bar{V}_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)$$

Convirtiendo las tensiones de fase, en tensiones de línea, y dividiendo todos los términos por $\sqrt{3}$, resulta la siguiente ecuación:

$$\frac{\bar{U}_1}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3}} = \left(\frac{\bar{U}_2}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3}} + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{U}_2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{U}_2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} \right)$$

Simplificando, obtenemos la ecuación que nos permitirá deducir tanto, la caída de tensión aproximada de una línea, como la fórmula para obtener, dadas las condiciones consideradas, la tensión al final de línea.

$$\boxed{\bar{U}_1 = \left(\bar{U}_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right)}$$

Si se multiplican ambos lados de esta ecuación por su conjugado complejo, y considerando que la tensión en el extremo final de línea es un vector sin ángulo de desfase (con 0° , siendo posible asimilarla a un escalar), tendremos:

$$\bar{U}_1 \cdot \bar{U}_1^* = [(A + j \cdot B) \cdot (A - j \cdot B)] = [A^2 - j \cdot A \cdot B + j \cdot A \cdot B + B^2] = A^2 + B^2$$

Que en nuestro caso representa:

$$U_1^2 = \left[U_2^2 + \left(\frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} \right)^2 + 2 \cdot \left(U_2 \cdot \frac{(R \cdot P_2 + X \cdot Q_2)}{U_2} \right) \right] +$$

$$+ \left[\frac{(P_2 \cdot X)^2 + (Q_2 \cdot R)^2 - 2 \cdot P_2 \cdot X \cdot Q_2 \cdot R}{U_2^2} \right]$$

Operando, y eliminando los términos comunes:

$$U_1^2 = \left[U_2^2 + \frac{(R \cdot P_2)^2 + (X \cdot Q_2)^2 + 2 \cdot (R \cdot P_2 \cdot X \cdot Q_2)}{U_2^2} + 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) + \frac{(P_2 \cdot X)^2 + (Q_2 \cdot R)^2 - 2 \cdot P_2 \cdot X \cdot Q_2 \cdot R}{U_2^2} \right]$$

Agrupando términos obtenemos:

$$U_1^2 = U_2^2 + 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) + \frac{(R \cdot P_2)^2 + (X \cdot Q_2)^2 + (X \cdot P_2)^2 + (R \cdot Q_2)^2}{U_2^2}$$

Y Recordando que:

$$(\bar{S} \cdot \bar{Z})^2 = |\bar{S}|^2 \cdot |\bar{Z}|^2 = (P^2 + Q^2) \cdot (R^2 + X^2) = (PR)^2 + (PX)^2 + (QR)^2 + (QX)^2$$

Obtenemos:

$$U_1^2 = U_2^2 + \frac{(Z \cdot S_2)^2}{U_2^2} + 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2)$$

Siendo Z, y S₂, los módulos respectivos de la impedancia de línea y la potencia aparente del final de línea.

De donde se obtiene la siguiente ecuación para líneas cortas:

$$U_2^4 + 2 \cdot [(R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) - U_1^2] \cdot U_2^2 + (Z \cdot S_2)^2 = 0$$

En esta ecuación son conocidos todos los términos, excepto la tensión al final de línea (U₂), por lo que está puede obtenerse fácilmente. Las unidades empleadas son:

- Tensiones en kV.
- Potencias en MW, MVAR, o MVA.
- Resistencias, reactancias o impedancias en Ω.

Como se ha podido seguir en la demostración de la fórmula, en ella solo se opera con los módulos de los vectores. Por tanto el valor de la tensión en el final de línea obtenida, también será un módulo (no conoceremos el ángulo), aunque puede asignarsele (al ser la tensión al final de línea), los 0º, y ya tenemos el vector buscado.

La generalización de esta ecuación para cualquier tipo de línea es inmediato, a partir de la ecuación de la tensión al principio de línea para líneas cortas:

$$\bar{V}_1 \equiv \bar{V}_2 + \bar{Z} \cdot \bar{I}_2$$

Si la comparamos con la misma ecuación pero dada para líneas largas (método de las constantes auxiliares):

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2$$

Se obtiene:

$$\frac{\bar{V}_1}{\bar{A}} = \bar{V}_2 + \frac{\bar{B}}{\bar{A}} \cdot \bar{I}_2$$

Que no es más que la expresión de la ecuación de la tensión en el circuito equivalente de Thevenin de la línea, visto desde el extremo receptor, la cual podemos anotar de la siguiente forma:

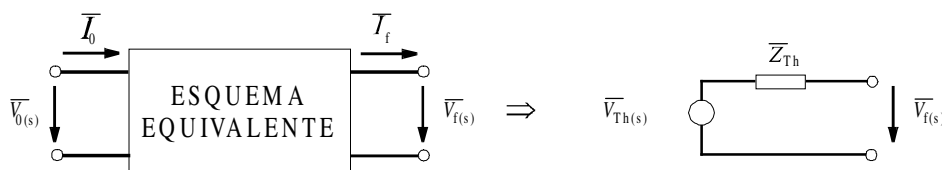


Figura nº 3. Equivalente de Thevenin de una línea visto desde el extremo receptor.

Donde:

$$\bar{V}_{ITh} = \bar{V}_2 + \bar{Z}_{Th} \cdot \bar{I}_2$$

Siendo:

$$\bar{U}_{ITh} = \frac{\bar{U}_1}{\bar{A}} \quad \text{Y} \quad \bar{Z}_{Th} = \frac{\bar{B}}{\bar{A}} = (R_{Th} + jX_{Th})$$

Teniendo en cuenta este resultado, el cálculo de la tensión al final de línea puede realizarse a partir de la ecuación final obtenida para líneas cortas, con solo sustituir estos últimos términos:

$$U_2^4 + [2 \cdot (R_{Th} \cdot P_2 + X_{Th} \cdot Q_2) - U_{ITh}^2] \cdot U_2^2 + (Z_{Th} \cdot S_2)^2 = 0$$

Esta es la ecuación que nos permitirá obtener, para cualquier longitud, la tensión compuesta o de línea, del final de línea, conocidos todos los restantes parámetros.

Como en el caso de la línea corta las unidades empleadas serán:

- Tensiones en kV.
- Potencias en MW, MVAR, o MVA.
- Resistencias, reactancias o impedancias en Ω .

También en este caso el valor de la tensión al final de línea obtenida, será un módulo (no conoceremos el ángulo), aunque puede asignarsele (al ser la tensión al final de línea), los 0° , y ya tenemos el vector buscado.

Con estos requisitos el problema se convierte en el resuelto para el caso nº 1. Ya que ahora conocemos: $(\bar{U}_1, \bar{U}_2, P_2, \varphi_2)$. Es decir y a modo de resumen:

$$\left. \begin{array}{l} P_2 \\ \varphi_2 \\ \bar{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ \end{array} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} Q_2 \\ \bar{S}_2 \end{array} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{A} + \bar{I}_2 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \cdot \bar{C} + \bar{I}_2 \cdot \bar{D} \end{array} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \\ \varphi_1 \\ P_1 \\ Q_1 \\ \bar{S}_1 \end{array} \right\}$$

Y con estos parámetros es ya posible hallar la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta v = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100 \\ \Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100 \\ \eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 \end{array} \right.$$

Recordar, también en este caso, que no se debe sobrepasar el 10% en la caída de tensión en toda la longitud de la línea, el 3% de la pérdida de potencia por cada 100 km de línea, y qué el rendimiento, al depender de esta potencia, suele ser muy elevado.

Si en lugar de los parámetros del circuito equivalente de Thevenin se desea obtener la tensión final utilizando la tensión real en el origen de línea y las constantes auxiliares de transmisión, la ecuación a resolver tendrá la siguiente expresión:

$$U_2^4 + \left(2 \cdot \operatorname{Re} \left[\frac{\bar{B}}{\bar{A}} \cdot \bar{S}_2^* \right] - \left| \frac{\bar{U}_1}{\bar{A}} \right|^2 \right) \cdot U_2^2 + \left| \frac{\bar{B}}{\bar{A}} \right|^2 \cdot S_2^2 = 0$$

Una vez hallada la tensión al final de línea, se procederá de igual forma al seguido en el caso anterior del equivalente de Thevenin.

3. CÁLCULO APROXIMADO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN UNA LÍNEA CORTA

En el apartado anterior se ha visto que utilizando las siguientes notaciones:

- Tensión en el final de línea: $\bar{V}_2 = V_2 \cdot (1 + 0 \cdot j)$.
- Impedancia serie total por fase: $\bar{Z}_t = (R_t + j \cdot X_t)$.
- Demanda de potencia aparente total: $\bar{S}_2 = (P_2 + j \cdot Q_2)$.

Y sustituyendo la expresión de la intensidad de corriente por fase:

$$\bar{I}_2 = \left(\frac{\bar{S}_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)^* = \frac{P_2 - j \cdot Q_2}{3 \cdot V_2}$$

En la ecuación de la línea corta:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z}_L \bullet \bar{I}_L$$

Resultaba una expresión para la tensión inicial:

$$\bar{V}_1 = \left(\bar{V}_2 + \frac{R_t \cdot P_2 + X_t \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X_t \cdot P_2 - R_t \cdot Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \right)$$

Pasando las tensiones de fase a tensiones de línea y dividiendo cada término por $\sqrt{3}$, se obtiene la expresión ya conocida del apartado anterior:

$$\bar{U}_1 = \left(\bar{U}_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right) + j \cdot \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{\bar{U}_2} \right)$$

El módulo de la tensión de línea en el origen se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$|U_1| = \sqrt{\left(U_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{X \cdot P_2 - R \cdot Q_2}{U_2} \right)^2} = \left(U_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} \right)$$

Considerando que: $\bar{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ = U_2$, y que la aportación de la parte imaginaria, cuando las condiciones de operación son normales, suele ser muy pequeña o despreciable, el módulo de la tensión en el origen de línea puede obtenerse, de forma aproximada, mediante la expresión anterior:

Si se define la caída de tensión, de forma relativa o en tanto por ciento, como la diferencia de tensiones compuesta entre el origen y el final de la línea, referidas a la tensión al final de la línea, tendremos:

$$\Delta v = \frac{U_1 - U_2}{U_2} \cdot 100$$

Este valor puede aproximarse mediante los datos obtenidos a la siguiente fórmula:

$$\boxed{\Delta v} = \frac{U_2 + \frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2} - U_2}{U_2} \cdot 100 = \boxed{\frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{U_2^2} \cdot 100}$$

Esta expresión es muy útil, ya que no sólo permite obtener de forma rápida la caída de tensión sino que también servirá para introducir los distintos métodos de regulación de la tensión.

Se comprueba que el signo de la caída de tensión depende del signo que tenga el término del numerador, (ya que el denominador está al cuadrado). Si analizamos esta expresión podemos extraer algunas conclusiones importantes:

- La caída de tensión en una línea corta será positiva, siempre que el factor de potencia de la demanda de potencia sea inductivo, es decir que el término $Q_2 > 0$.
- Una caída de tensión negativa o nula, sólo se puede obtenerse si la potencia reactiva en el final de línea es de signo negativo, es decir capacitiva ($Q_2 < 0$).
- Incluso con una carga capacitiva, la caída de tensión puede ser positiva; bastará con que se cumpla la siguiente desigualdad:

$$R_t \cdot P_2 > |X_t \cdot Q_2|$$

4. FLUJO DE POTENCIA EN UNA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA

De las ecuaciones de transmisión de una línea aérea, pueden deducirse las relaciones existentes entre las tensiones y los flujos de potencia en los extremos de la línea.

Estas relaciones son importantes, ya que nos permiten el cálculo de las tensiones compuestas en el principio y en el final de línea para diversos casos en los que son diferentes los parámetros conocidos. Sí sabemos, por tanto calcular las tensiones compuestas en los extremos de la línea, en sus más diversas condiciones de operación, entonces ¿por qué no expresar las potencias en función de estas tensiones, siempre conocidas?.

Ya sabemos, de apartados anteriores, que las ecuaciones generales de una línea, expresadas por el método de las constantes auxiliares, respondían a las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 \\ \bar{I}_1 &= \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2\end{aligned}$$

Estas expresiones eran válidas para cualquier longitud. De la primera expresión se puede despejar la intensidad de corriente por fase en el final de línea:

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2 \quad \rightarrow \quad \boxed{\bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_1 - \bar{A} \cdot \bar{V}_2}{\bar{B}}}$$

Mientras, que de la segunda expresión se obtiene:

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \frac{\bar{D} \cdot \bar{V}_1 - \bar{D} \cdot \bar{A} \cdot \bar{V}_2}{\bar{B}} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{D}}{\bar{B}} - \bar{V}_2 \cdot \left(\frac{\bar{D} \cdot \bar{A}}{\bar{B}} - \bar{C} \right)$$

Recordando que una de las tres comprobaciones para saber la bondad de los resultados del método de las constantes auxiliares, era:

$$\bar{D} \cdot \bar{A} - \bar{B} \cdot \bar{C} = (1 + j0)$$

Nos permitirá resolver:

$$\frac{\bar{D} \cdot \bar{A} - \bar{B} \cdot \bar{C}}{\bar{B}} = \frac{1}{\bar{B}}$$

Quedando la segunda expresión de la siguiente forma:

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \left(\frac{\bar{V}_1 - \bar{A} \cdot \bar{V}_2}{\bar{B}} \right) = \frac{\bar{D}}{\bar{B}} \cdot \bar{V}_1 - \frac{\bar{I}}{\bar{B}} \cdot \bar{V}_2$$

4.1. Flujo de potencia al inicio de una línea eléctrica en función de las tensiones terminales

Utilizando Las dos relaciones enmarcadas anteriores, se puede obtener una expresión de la potencia en el inicio de línea en función de las tensiones en sus dos extremos, para ello recordaremos que la potencia de línea es tres veces la potencia de fase:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{LINEA} &= 3 \cdot \bar{S}_{IFASE} = 3 \cdot \bar{V}_1 \cdot \bar{I}_1^* = 3 \cdot \left(\frac{\bar{V}_1 \cdot \bar{V}_1^* \cdot \bar{D}^*}{\bar{B}^*} - \frac{\bar{V}_1 \cdot \bar{V}_2^*}{\bar{B}^*} \right) = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{V_1^2 \cdot D}{B} \angle \alpha_B - \alpha_D - \frac{V_1 \cdot V_2}{B} \angle \alpha_B + \delta_1 \right) \end{aligned}$$

Para realizar el último paso se ha considerado que: $\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ$ y $\bar{V}_1 = V_1 \angle \delta_1$

Pasando las tensiones de fase a tensiones de línea tendremos:

$$\bar{S}_{LINEA} = 3 \cdot \bar{S}_{IFASE} = \left(\frac{U_1^2 \cdot D}{B} \angle \alpha_B - \alpha_D - \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \angle \alpha_B + \delta_1 \right)$$

Asimismo las potencias activas y reactivas al principio de línea serán:

$$\begin{aligned} P_1 &= \bar{S}_1 \cdot \cos \varphi = \frac{U_1^2 \cdot D}{B} \cos(\alpha_B - \alpha_D) - \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_B + \delta_1) \\ Q_1 &= \bar{S}_1 \cdot \sin \varphi = \frac{U_1^2 \cdot D}{B} \sin(\alpha_B - \alpha_D) - \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \sin(\alpha_B + \delta_1) \end{aligned}$$

4.2. Flujo de potencia al final de una línea eléctrica en función de las tensiones terminales

Utilizando nuevamente las dos relaciones enmarcadas anteriormente de las intensidades en función de las tensiones, obtendremos ahora una expresión de la potencia en el final de línea en función de las tensiones en sus dos extremos, para ello recordaremos que la potencia de línea es tres veces la potencia de fase:

$$\begin{aligned}\bar{S}_{2LINEA} &= 3 \cdot \bar{S}_{2FASE} = 3 \cdot \bar{V}_2 \cdot \bar{I}_2^* = 3 \cdot \left(\frac{\bar{V}_2 \cdot \bar{V}_1^*}{\bar{B}^*} - \frac{\bar{V}_2 \cdot \bar{V}_2^* \cdot \bar{A}^*}{\bar{B}^*} \right) = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{V_1 \cdot V_2}{B} \angle \alpha_B - \delta_1 - \frac{V_2^2 \cdot A}{B} \angle \alpha_B - \alpha_A \right)\end{aligned}$$

Para realizar el último paso se ha considerado que: $\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ$ y $\bar{V}_1 = V_1 \angle \delta_1$

Si en lugar de expresar la potencia en función de las tensiones de fase, se emplean las tensiones compuestas o de línea tendremos:

$$\bar{S}_{2LINEA} = 3 \cdot \bar{S}_{2FASE} = \left(\frac{U_1 \cdot U_2}{B} \angle \alpha_B - \delta_1 - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \angle \alpha_B - \alpha_A \right)$$

La deducción de las potencias activas y reactivas al final de línea, es ahora inmediata:

$$\begin{aligned}P_2 &= \bar{S}_2 \cdot \cos \varphi = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \cos(\alpha_B - \alpha_A) \\ Q_2 &= \bar{S}_2 \cdot \sin \varphi = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \sin(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \sin(\alpha_B - \alpha_A)\end{aligned}$$

Los resultados así obtenidos son de aplicación general y, por tanto, válidos para cualquier línea eléctrica independientemente de su longitud, ya que han sido obtenidos mediante el método exacto de las constantes auxiliares.

4.3. Conclusiones a las fórmulas del flujo de potencia en función de las tensiones terminales

Las fórmulas halladas en el apartado anterior nos permiten, con sólo conocer las tensiones terminales y las constantes auxiliares de la línea, obtener sus flujos de potencia, tanto al principio como al final de la línea.

Pero estas ecuaciones también permiten obtener unas conclusiones interesantes, que nos ayudaran a comprender mejor el funcionamiento de las líneas de transporte de energía eléctrica:

Si se mantienen constantes los valores de las tensiones en los dos extremos de una línea, la máxima potencia activa que se puede atender en su extremo receptor será aquella para la que se cumpla:

$$\delta_1 = \alpha_B \quad \text{por tanto} \quad \cos(\alpha_B - \delta_1) = \cos 0^\circ = 1$$

Se debe recordar que δ_1 es el ángulo formado por las dos tensiones (la inicial de la línea y la del final de la misma). Este ángulo es el único modificable, ya que los otros corresponden a los ángulos de las constantes auxiliares que son fijos, a menos que modifiquemos la línea.

La expresión de esta potencia máxima vendrá dada por la ecuación:

$$P_{2MAX} = \frac{U_2 \cdot U_1}{B} - \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A)$$

Esta será la potencia máxima exacta que podrá recibir el final de línea.

Si consideramos que el sistema se comporta como una línea corta (aproximación del caso anterior), y se desprecia el efecto de la admitancia transversal de la línea y se supone que está tiene un comportamiento ideal (no disipa potencia), entonces las constantes auxiliares tomarán los valores:

$$\bar{A} = (1 + j0) \quad \bar{B} \approx \bar{Z}_L = (R_L + jX_L) \approx X_L \quad \bar{C} = 0 \quad \bar{D} = (1 + j0)$$

La fórmula de la potencia valdrá:

$$\begin{aligned} P_2 &= \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \\ &= \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cos(90^\circ - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot I}{X_L} \cos(90^\circ - 0^\circ) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \sen \delta_1 \end{aligned}$$

Esta potencia será máxima cuando del ángulo $\delta_1 = 90^\circ$, entonces el $\sen 90^\circ = 1$. Es decir:

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \sen(\delta_1) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L}$$

Según estos resultados, la condición necesaria y suficiente para que el flujo de potencia activa vaya en un determinado sentido (aquí se ha considerado del extremo "origen" al extremo "final") es que $\sen(\delta_1)$ sea positivo, o dicho de otra forma, que la tensión en el extremo emisor vaya adelantada con respecto a la tensión en el extremo receptor. Obsérvese que no es necesario que el módulo de U_1 sea más grande que el módulo de U_2

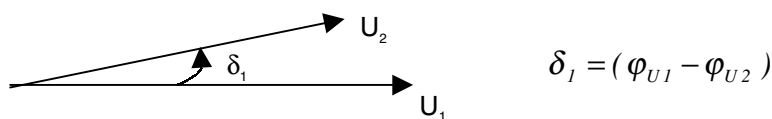


Figura nº 4. Ángulo (δ_1), que relaciona las tensiones inicial y final de línea.

Esta es una condición muy importante, ya que nos determina que solamente cumpliéndose la condición de que el ángulo (δ_1) vaya aumentando a medida que nos acercamos al origen de línea, es suficiente tanto para que, δ_1 , como $\sen(\delta_1)$, sean positivos y la potencia fluya de forma normal desde el origen de la línea hasta el final de la misma.

Si por el contrario, aunque la tensión en el principio de línea sea mayor que al final de la misma, si el ángulo va decreciendo a medida que avanzamos hacia el principio de línea. La potencia fluirá desde el final de línea hacia el principio de la misma.

Este resultado es válido en cualquier red o sistema cuyo circuito equivalente sea una reactancia inductiva. Uno de estos circuitos es el que corresponde a una máquina síncrona de rotor liso en el que se desprecia el efecto de la resistencia de los circuitos del estátor.

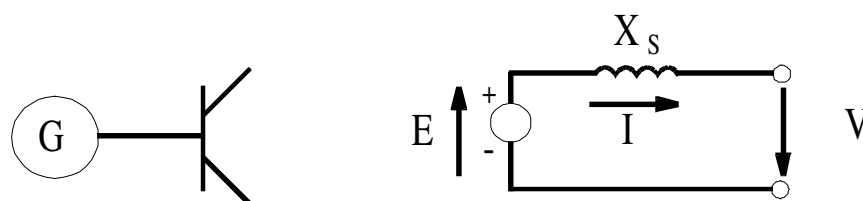


Figura nº 5. Circuito equivalente de una máquina síncrona.

Según el resultado anterior, la máquina funciona como generador, es decir el flujo de potencia activa va hacia la red, (de E a V), cuando el vector de f.e.m. interna E esté en adelante con respecto a la tensión terminal en la máquina. Inversamente, la máquina síncrona funcionará como motor, y el flujo de potencia activa irá desde la red hacia la f.e.m. (generador) si la tensión terminal en la máquina es la que se encuentra adelantada. Nótese que no se especifica para nada los valores de los módulos de las tensiones.

Otra conclusión interesante es la que hace referencia al límite de potencia máxima que puede atender una línea, este límite según la expresión definida anteriormente, es directamente proporcional al producto de las tensiones terminales e inversamente proporcional a la reactancia total de la línea; de aquí se deducen inmediatamente dos formas de aumentar la potencia que se puede transportar

- Aumentando el nivel de tensión de la línea, la potencia en este caso, aumentara con el cuadrado de la tensión.
- Disminuyendo la reactancia equivalente entre los dos extremos terminales de la línea; esto se puede conseguir, por ejemplo, insertando un banco de condensadores en serie con la línea, de esta forma será:

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \text{sen}(\delta_1) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} = \frac{U^2}{(X_L - X_C)}$$

Siendo U, el nivel de tensión de la línea y X_C , la reactancia por fase del banco de condensadores.

Teóricamente, según la fórmula anterior, se podría conseguir (incluyendo tantos condensadores que eliminarán la reactancia de la bobina), que el denominador fuese cero, y que, por tanto, la potencia activa fuera infinita. Esto no es posible, ya que no se debe olvidar que la ecuación anterior es una aproximación de la real. En aquella (consultar apartados anteriores), no se despreciaba el efecto óhmico, y por tanto el denominador tendría que incluir una resistencia que nunca sería nula.

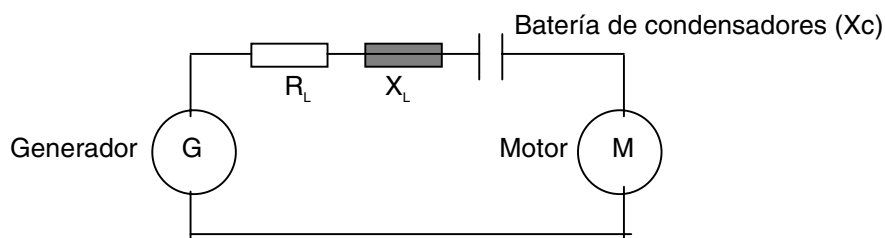


Figura nº 6. Inclusión de una batería de condensadores en serie con la línea.

- Sin la batería de condensadores: $\bar{Z} = (R_L + jX_L)$.
- Con la batería de condensadores: $\bar{Z}^* = (R_L + jX_L - X_C)$.

- En general se cumplirá: $\bar{Z} > \bar{Z}^*$

5. REGULACIÓN DE LA TENSIÓN EN LÍNEAS ELÉCTRICAS

Hasta ahora hemos visto como calcular y cuantificar la caída de tensión. Se han introducido ecuaciones que nos permiten su cálculo de muy diversas formas y condiciones de funcionamiento, pero poco se ha hablado de los métodos existentes para eliminar su efecto o como mínimo reducirlo a valores despreciables, manteniéndola siempre dentro de los márgenes establecidos por la ley.

Normalmente la caída de tensión suele significar una pérdida de potencial en los receptores, aunque no siempre es así. Por ello es posible encontrarnos dos casos, dependiendo del signo adquirido por la caída de tensión:

- Una caída de tensión muy elevada y positiva, es generalmente debida a un exceso en la demanda de potencia; en tal caso es necesario tomar alguna medida que evite una tensión muy baja, ya que esto puede provocar problemas en los receptores. Así por ejemplo, el par de arranque de un motor es proporcional al cuadrado de la tensión de alimentación, si esta es muy baja, en determinadas condiciones el motor puede no arrancar.
- En líneas muy largas, en las que el efecto de su capacidad es importante (Efecto Ferranti), se puede originar una caída de tensión negativa, es decir la tensión en el final de línea elevarse por encima del valor nominal; dependiendo del nivel alcanzado, la tensión puede ser peligrosa. El nivel de tensión en los nudos de una red de potencia es una medida de la calidad de servicio.

Aunque una caída de tensión superior al margen tolerable puede darse en cualquier línea, la introducción de los métodos de regulación de tensión se realizará analizando primeramente la fórmula de la caída de tensión en una línea corta, para posteriormente ampliar los conceptos a no importa que tipo de línea. Pero por ahora, y con objeto de no enmascarar los fenómenos más importantes de los cuales depende la caída de tensión, trabajaremos con la fórmula aproximada de las líneas cortas, que como se vio podía aproximar mediante la siguiente expresión

$$\Delta u = \frac{R_L \cdot P_2 + X_L \cdot Q_2}{U_2^2} 100$$

Si se acepta que la demanda de potencia tiene factor de potencia inductivo (lo que ocurre en la práctica totalidad de los casos), la caída de tensión será siempre positiva; de esta expresión se deduce que existen al menos tres métodos diferentes para reducir esta caída de tensión.

- Elevando el nivel de tensión en la línea; si esta atiende, o está previsto que atienda, una demanda de potencia muy grande, puede ser conveniente elevar su tensión nominal, con lo que se elevará el denominador de la expresión anterior, reduciéndose la caída de tensión.
- Compensación de la potencia reactiva, disponiendo en paralelo con la carga de un banco de condensadores que contrarreste el efecto de las bobinas, disminuirá el término de la potencia reactiva total en el final de línea (Q_2), disminuyendo también la caída de tensión
- Compensación de la reactancia de la línea mediante un banco de condensadores en serie. Si disminuimos el término X_L , disminuirá la caída de tensión.

Nunca se regula la caída de tensión actuando sobre la resistencia de la línea o la potencia activa total.

- Sobre la resistencia no se actúa, ya que solo es posible modificarla cambiando los cables que transportan el fluido eléctrico, o disminuyendo su temperatura. Como cualquiera de estos métodos resulta extremadamente caro, no suele ponerse en práctica su uso.
- La potencia tampoco suele modificarse, ya que esta es precisamente una magnitud que debemos mantener constante, para cubrir en cada momento las necesidades de los receptores

Si la caída de tensión es negativa (caso muy poco frecuente, con excepción de líneas largas funcionando en vacío), los métodos a aplicar son los siguientes:

- Elevando el nivel de tensión en la línea; si esta atiende, o está previsto que atienda, una demanda de potencia muy grande, puede ser conveniente elevar su tensión nominal, con lo que se elevará el denominador de la expresión anterior, reduciéndose la caída de tensión. Conviene aclarar que esto último es válido si la línea es corta y el efecto de su capacidad transversal despreciable.
- Compensación de la potencia reactiva. Se deberá realizar la compensación mediante reactancias inductivas en lugar de condensadores, ya que una caída de tensión negativa solo puede originarse con una carga capacitiva. Por tanto se dispondrá en paralelo con la carga de un banco de bobinas que contrarreste el efecto de los condensadores, disminuyendo el término de la potencia reactiva total en el final de línea (Q_2).

Además de los métodos mencionados existen otros que aumentan sustancialmente el número de opciones. La clasificación de los distintos métodos, así como algunas de sus ventajas e inconvenientes serán comentadas en los apartados siguientes.

5.1. Métodos para la regulación de la tensión de una línea eléctrica

Los métodos de regulación de tensión mencionados en el apartado anterior pueden clasificarse en dos grandes grupos, dependiendo de si la regulación de la tensión se realiza sin compensar de carga o por el contrario esta regulación pasa por compensar la misma.

■ Métodos para la regulación de la tensión sin compensar la carga

Aquí se exponen tres métodos utilizados para una regulación de la tensión sin actuar sobre la carga:

- Control del nivel de tensión.

La tensión en el extremo receptor de una línea aérea puede regularse mediante el control de la tensión en origen; un ejemplo de este tipo sería el de una central de la que sale una línea en antena, el control de la tensión en bornes del generador permitiría regular la tensión en el extremo receptor de la línea. Este método es muy poco eficaz, ya que no existe proporcionalidad entre la variación de tensión en origen y la variación de tensión en el final, aparte resulta imprescindible disponer de líneas en antena, no pudiéndose aplicar en instalaciones con líneas en malla, ya que en estas últimas una elevación de la tensión en el origen representaría una elevación de la tensión en todos los receptores (conexión en malla), tanto de los que interesa como de los que ya estaban bien alimentados.

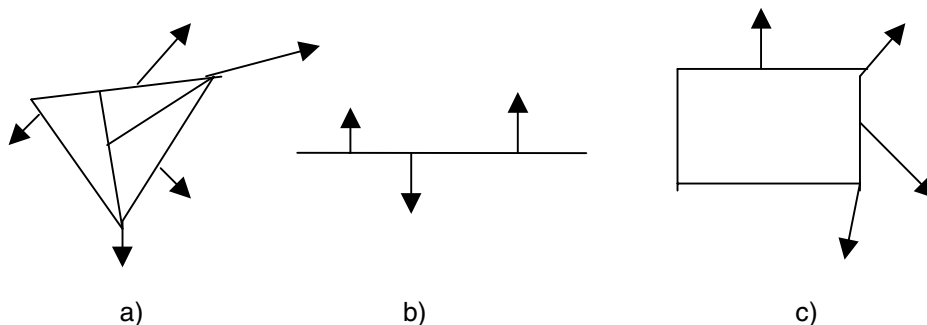


Figura nº 7. Estructura en: a) malla. b) antena y c) en anillo.

Otra alternativa más eficaz consistiría en elevar el nivel de la tensión nominal de la línea; esta opción sólo es aconsejable si está previsto un aumento sustancial de la demanda de potencia. El inconveniente principal de este método es el coste económico que representa la instalación de una fuente generadora adicional, o la infraestructura de una línea adicional para alimentar al receptor, aparte del sistema de control automático de potencia.

- Empleo de transformadores y autotransformadores, con regulación de la relación de transformación

Esta opción es frecuentemente empleada ya que permite, además de regular el nivel de tensión, controlar el flujo de potencia activa, reactiva y aparente, y la intensidad que circula por la línea. En realidad ambos parámetros, nivel de tensión y flujo de potencia reactiva, van estrechamente unidos en el funcionamiento de una red de potencia. Esta opción será estudiada con más detalle en el capítulo dedicado a Transformadores.

- Compensación mediante condensadores colocados en serie con la línea

Las líneas aéreas introducen efectos inductivos importantes, que provocan un aumento de la impedancia de las líneas con la consiguiente caída de tensión. La inclusión de una o varias baterías de condensadores en serie con la línea aérea reduce la reactancia inductiva total y permite reducir la caída de tensión. Esta opción tiene además una aplicación adicional, como ya se vio en la sección anterior, la de aumentar el flujo máximo de potencia activa.

$$P_{2MAX} = \frac{U^2}{(X_L - X_C)}$$

Si colocamos una batería de condensadores con una X_C , que haga disminuir la X_L existente, el denominador de la fórmula anterior se hace menor, aumentando el valor de la potencia.

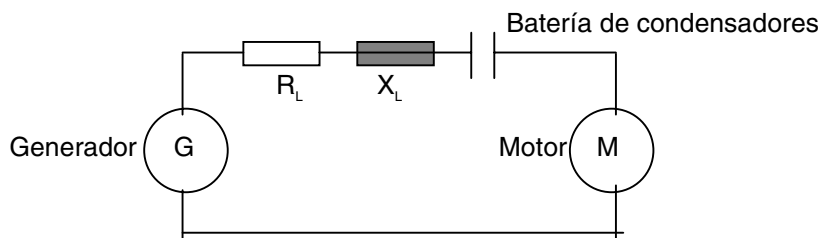


Figura nº 8. Condensadores colocados en serie para compensar la reactancia inductiva.

- Sin compensar tendremos: $X_L = X_{BOBINA}$
- Compensando con los condensadores: $X_L^* = X_{BOBINA} - X_{CONDENSADOR}$
- Cumpliéndose pues: $X_L > X_L^*$, disminuyendo el numerador y por tanto la caída de tensión.

A pesar de sus ventajas, esta opción sólo se utiliza en líneas muy largas debido a diversos problemas que surgen con su uso. Por otra parte, tiene un efecto colateral muy peligroso; una línea compensada en serie mediante un banco de condensadores y alimentada desde una central térmica (centrales difíciles de regular), puede originar, en caso de perturbación o variación de la frecuencia, resonancia subsíncrona en el eje mecánico de algún generador de la central, que puede ser sometido a esfuerzos tan elevados que terminen provocando su ruptura.

■ Regulación de tensión con compensación de la carga

En este caso se incidirá directamente sobre la carga, compensándola de distinta forma dependiendo del tipo de carga que lleve acumulada (inductiva o capacitiva). Los métodos más empleados se basan en la compensación paralelo de la demanda de potencia reactiva, en los compensadores síncronos y en los compensadores estáticos.

Es importante recordar que las potencias se suman tanto si estas colocadas en serie como en paralelo. Por tanto y para no perturbar la carga, se acostumbra a colocar las baterías de compensación en paralelo con la carga, no afectando este hecho a la eficacia de la compensación.

- Compensación paralelo mediante batería de condensadores.

En general, las instalaciones eléctricas tienen un factor de potencia inductivo (motores, generadores, transformadores, líneas etc. están formados por bobinas), por lo que la potencia reactiva de compensación debe ser capacitiva. Existen varias formas de obtener esta potencia reactiva de compensación, una batería de condensadores es uno de los métodos más usuales, pero no el único. En algunos casos las compañías eléctricas utilizan la capacidad propia de las líneas aéreas para cumplir con este cometido; si se tiene alguna línea fuera de operación, esta pueda ser utilizada para compensar potencia reactiva desde la subestación a la que esta conectada manteniéndola simplemente bajo tensión (efecto Ferrantti).

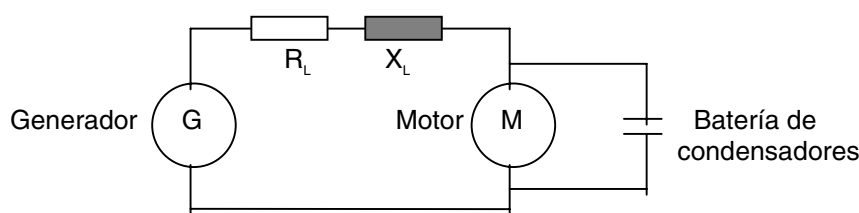


Figura nº 9. Compensación paralelo de la carga mediante una batería de condensadores.

- Antes de la compensación teníamos: $Q_{TOTAL} = Q_L$.
- Después de la compensación la potencia reactiva será: $Q_{TOTAL}^* = Q_L - Q_C$
- Cumpliéndose que: $Q_{TOTAL} > Q_{TOTAL}^*$
- Hemos disminuido la Q_2 , y por tanto el término de la caída de tensión.
- Compensación paralelo mediante baterías de bobinas.

En líneas muy largas, funcionando en vacío o con una demanda de potencia muy baja, se puede producir el efecto Ferrantti: elevación de tensión en el extremo receptor. Este efecto es fundamentalmente debido a la capacidad transversal de la línea, que puede ser importante en líneas largas; en estas situaciones, la regulación de tensión tiene como objetivo evitar una elevación de tensión que pueda resultar peligrosa. Esto puede conseguirse mediante baterías de bobinas colocadas en paralelo con la carga.

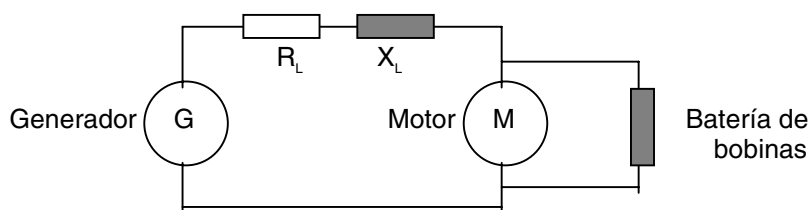


Figura nº 10. Compensación paralelo de la carga mediante una batería de bobinas.

- Antes de la compensación teníamos: $Q_{TOTAL} = -Q_C$.
- Después de la compensación la potencia reactiva será: $Q_{TOTAL}^* = Q_L - Q_C$
- Cumpliéndose que: $Q_{TOTAL} > Q_{TOTAL}^*$
- Hemos disminuido la Q_C , y por tanto el término de la caída de tensión.

Aparte de compensar la línea y disminuir la caída de tensión, lo importante de esta compensación radica en disminuir el efecto Ferranti, ya que una elevación peligrosa de la tensión en el extremo receptor de la línea puede provocar efectos destructivos en las instalaciones.

- Compensadores síncronos.

Se ha visto que es necesaria la compensación de potencia reactiva de los dos signos: inductiva y capacitiva. Además, son frecuentes los casos en los que se necesita una compensación de ambos tipos en una misma línea. Un ejemplo muy claro lo constituye una línea muy larga. Si esta se deja en vacío o con poca carga, el efecto Ferranti puede llevar las tensiones del final de línea a valores extremadamente peligrosos. Por el contrario, la misma línea cuando atienda una demanda de potencia muy grande, puede provocar caídas de tensión inaceptables, que incluso dependiendo del factor de potencia de la carga, pueden provocar valores de potencias inferiores a las de la potencia nominal de la línea. Es evidente que en estos casos puede ser muy útil un dispositivo que pueda compensar la potencia reactiva en ambos sentidos.

Un compensador síncrono no es más que una máquina síncrona funcionando como motor en vacío, es decir sin carga mecánica acoplada a su eje. Mediante el control de su excitación es posible conseguir que el compensador se comporte como una carga capacitiva o como una carga inductiva. La figura ilustra el comportamiento de un compensador síncrono ideal, en el que se suponen nulas las pérdidas eléctricas y mecánicas. Funcionando como un motor alimentado desde barras de una subestación, la ecuación del compensador en régimen permanente será la siguiente:

$$\bar{V} = \bar{E} + jX_L \cdot \bar{I}$$

Donde: $\bar{V}$ = la tensión fase-neutro en bornes del compensador.
 $\bar{E}$ = la f.e.m. interna.
 X_L = reactancia síncrona.
 $\bar{I}$ = la intensidad por fase del estátor.

Según se muestra en la figura la intensidad que la red inyecta en el compensador estará atrasada o adelantada $\pi/2$ radianes según el módulo de la tensión en bornes sea más grande o más pequeño que el de la f.e.m. interna. Así, por tanto, el compensador funcionará como:

- Una demanda de potencia reactiva, o una carga de potencia reactiva inductiva, si está subexcitado y la tensión en bornes es más elevada que la f.e.m. interna, ($V > E$).
- Una fuente de potencia reactiva, o una carga de potencia reactiva capacitiva, si el compensador está sobreexcitado y la f.e.m. interna es más elevada que la tensión en bornes, ($V < E$).

Para entender su funcionamiento, es necesario recordar que en un circuito inductivo la intensidad siempre retrasa 90° , respecto a la tensión. Así la intensidad de este circuito, influido por la reactancia del generador, siempre retrasará 90° respecto a ΔV . Lo que permite que esta intensidad esté avanzada o atrasada 90° respecto a la tensión del compensador (V), es la dirección que tome ΔV , y esta dependerá de lo excitado que esté el motor (sí $V > E$, o sí $V < E$).

En la sección anterior se ha visto que el flujo de potencia activa a través de una inductancia es proporcional al seno del desfase que existe entre las tensiones terminales; los diagramas de la figura muestran dos casos en los que ambas tensiones terminales están en fase, esto significa que el compensador no inyecta o absorbe potencia activa, manteniéndose este nivel de calidad, en unos

valores constantes. No debe olvidarse que esta es una fórmula aproximada, ya que en realidad existe una resistencia que introduciría un pequeño ángulo de desfase, y por tanto una pequeña variación de la potencia activa.

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \text{sen}(\delta_1)$$

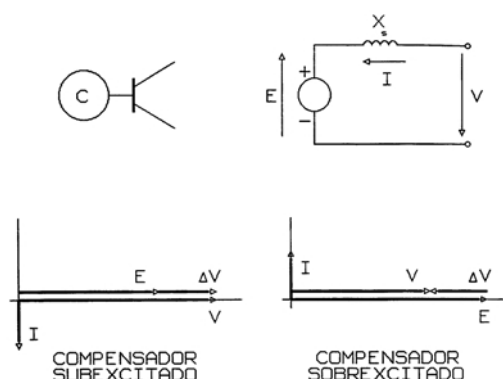


Figura nº 11. Compensador síncrono ideal.

■ Compensadores estáticos de potencia reactiva.

La electrónica de potencia también está presente en la regulación de la energía reactiva. Uno de los métodos más empleados consiste en el compensador estático. Este es un dispositivo basado en el control electrónico de potencia reactiva. Un compensador de este tipo puede funcionar como un compensador síncrono; es decir, puede compensar potencia reactiva inductiva o reactiva capacitiva.

Existen muchos diseños de compensadores estáticos, la figura muestra uno de los más populares, un banco de condensadores fijo más una reactancia inductiva (bobinas), controlado mediante tiristores.

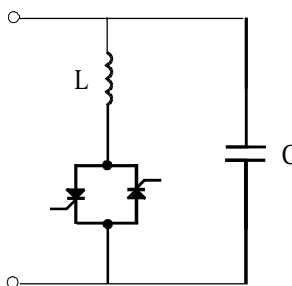


Figura nº 12. Compensador estático de potencia reactiva.

El principio de funcionamiento es muy sencillo. El tiristor es un semiconductor cuyo funcionamiento puede asimilarse al de un interruptor ideal en el que es necesario diferenciar un circuito de potencia y un circuito de control; el interruptor se cierra mediante una señal de control en la puerta y se abre cuando no existe señal de control y la intensidad de corriente en el circuito de potencia se anula. Un tiristor permite el paso de la energía eléctrica sólo en un sentido, por esta razón se hace indispensable la presencia de dos tiristores en colocados en antiparalelo, ya que así se permite la conducción de corriente en ambos sentidos.

Mediante el control del instante de cierre del tiristor es posible controlar la intensidad que circula por la reactancia inductiva, y por tanto la potencia reactiva que ésta representa.

De esta forma la potencia reactiva total del compensador puede variar entre:

La potencia reactiva capacitiva de condensador, cuando la inductancia no conduce.

La potencia reactiva de la inductancia menos la del condensador, si los tiristores están permanentemente cerrados.

Por ejemplo, es posible conseguir un margen de variación de potencia reactiva simétrico si la potencia reactiva de la inductancia es el doble que la de la capacidad. Es decir:

Cuando pase la intensidad nominal por los dos elementos, bobina y condensador, la potencia reactiva total valdrá:

$$Q_{TOTAL} = -Q + 2Q = Q$$

En cambio si por la bobina solo pasa la mitad de su intensidad nominal, tendremos también la mitad de la carga reactiva inductiva, es decir:

$$Q_{TOTAL} = -Q + Q = 0$$

Finalmente, si anulamos por completo la intensidad que circula por la bobina, anularemos también su potencia reactiva, con lo cual:

$$Q_{TOTAL} = -Q + 0 = -Q$$

5.2. Ventajas e inconvenientes de los métodos de compensación más utilizados

Como cualquier método, los métodos analizados para compensar energía reactiva, presentan ventajas e inconvenientes. Los más destacables son:

- El compensador estático es un dispositivo de regulación muy rápida, que puede compensar la potencia reactiva en ambos sentidos y de forma muy precisa. Al no disponer de contactos mecánicos, no exige prácticamente mantenimiento. Una desventaja de este método, es la generación de armónicos que inyecta en la corriente de la red, lo que hace inevitable la presencia de filtros en su diseño.
- El compensador síncrono también permite compensar potencia reactiva en ambos sentidos, sin embargo es de regulación más lenta, no tan preciso y su mantenimiento más caro. No presenta problemas en lo referente a armónicos, no siendo necesaria la utilización de filtros.
- Los bancos de condensadores y de bobinas presentan similares ventajas e inconvenientes: solo pueden compensar potencia reactiva en un solo sentido. Tienen un elevado rendimiento al disponer de contactos mecánicos. La conexión o desconexión de etapas se debe realizar mediante contactos mecánicos, no permitiendo una compensación muy fina ni rápida. Y finalmente, su maniobra puede originar sobretensiones muy serias en la red.

6. CÁLCULO DE LA POTENCIA REACTIVA DE COMPENSACIÓN PARALELO

Ya se ha descrito el problema de la pérdida de potencia y de la caída de tensión en las líneas de transporte de energía eléctrica. También se han explicado algunos de los métodos empleados con

más frecuencia para reducir sus efectos: así bancos de bobinas o condensadores, compensadores síncronos, o estáticos y el uso de transformadores, entre otros, son métodos ampliamente empleados. Pero nos queda aún la parte más importante por estudiar. ¿Cómo calcularemos el valor de la Q_{comp} (potencia reactiva de compensación)? Vamos a desarrollar un método, basado en las fórmulas deducidas para el flujo de potencia en una línea, que nos permita calcular la potencia reactiva que es necesario disponer en paralelo con la carga para obtener unas condiciones determinadas.

El problema planteado se puede formular de la siguiente forma: conocida la demanda de potencia en el extremo receptor de la línea:

$$\bar{S}_{carga} = P_{carga} + j \cdot Q_{carga}$$

Así como la tensión en su origen, U_1 , se debe determinar la potencia reactiva de compensación, Q_{comp} , que es necesario disponer en paralelo con la carga para obtener una tensión U_2 en el extremo receptor. Nótese que no se modifica para nada la potencia activa de la línea, que como se indicó en su momento es un factor de calidad, y por tanto se debe mantener constante.

Puesto que la compensación solo afecta a la potencia reactiva se puede utilizar la siguiente notación para designar la potencia activa y reactiva en final de línea

$$P_2 = P_{carga} \qquad Q_2 = Q_{carga} + Q_{comp}$$

La relación entre tensiones en los dos extremos de una línea y potencias activa y reactiva en el extremo receptor fueron obtenidas en la sección anterior

$$\left. \begin{aligned} P_2 &= \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \cos(\alpha_B - \alpha_A) \\ Q_2 &= \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \sin(\alpha_B - \delta_1) - \frac{U_2^2 \cdot A}{B} \sin(\alpha_B - \alpha_A) \end{aligned} \right\}$$

Se recuerda que en estas fórmulas, P_2 y Q_2 , representan las potencias activa y reactiva de las tres fases al final de la línea, mientras que U_1 y U_2 son las tensiones compuestas en origen y final de línea, respectivamente.

En las dos expresiones anteriores se conocen los valores de todas las variables y parámetros excepto el de la potencia reactiva Q_2 y el desfase entre tensiones fase-neutro en origen y final de línea. Así pues, se puede operar de la siguiente forma:

$$\left. \begin{aligned} P_2 &= k \cdot \cos(\alpha_B - \delta_1) - k_p \\ Q_2 &= k \cdot \sin(\alpha_B - \delta_1) - k_q \end{aligned} \right\}$$

Las constantes k , k_p y k_q , representan la agrupación de las magnitudes conocidas y constantes, tal y como queda reflejado a continuación:

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \qquad k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) \qquad k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \sin(\alpha_B - \alpha_A)$$

Se debe recordar, que para líneas cortas, se pueden asimilar las constantes auxiliares a los siguientes valores:

$$\bar{A} = \bar{D} = (1 + j0) = 1 \quad \bar{B} \approx \bar{Z}_{LINEA} = (R_L + jX_L) \quad \bar{C} \approx (0 + j0)$$

Con estos valores, los coeficientes Kij, quedan:

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_L}$$

$$k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_L} \cos \varphi_{Z.LINEA}$$

$$k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \sin(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_{LINEA}} \sin \varphi_{Z.LINEA}$$

Todos los parámetros son módulos, el ángulo solo se usa para el sen, o el cos.

Despejando los términos en seno y coseno queda:

$$k \cdot \cos(\alpha_B - \delta_1) = P_2 + k_p \quad k \cdot \sin(\alpha_B - \delta_1) = Q_2 + k_q$$

Si disponemos las ecuaciones en forma de sumandos, las elevamos al cuadrado y sumamos sus términos, obtendremos:

$$(P_2 + k_p)^2 = k^2 \cdot \cos^2(\alpha_B - \delta_1)$$

$$(Q_2 + k_q)^2 = k^2 \cdot \sin^2(\alpha_B - \delta_1)$$

$$(P_2 + k_p)^2 + (Q_2 + k_q)^2 = k^2$$

Operando con esta expresión, hasta obtener una ecuación de segundo grado que nos permita obtener la variable desconocida Q_2 :

$$Q_2^2 + k_q^2 + 2 \cdot Q_2 \cdot k_q = k^2 - (P_2 + k_p)^2$$

$$Q_2^2 + 2 \cdot k_q \cdot Q_2 + k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2 = 0$$

$$Q_2^2 + 2 \cdot k_q \cdot Q_2 + [k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2] = 0$$

La resolución de esta ecuación de segundo grado nos permitirá obtener una expresión de la potencia reactiva que debemos tener en el final de línea, para conseguir los objetivos deseados:

$$Q_2 = \frac{-2 \cdot k_q \pm \sqrt{4 \cdot k_q^2 - 4 \cdot 1 \cdot [k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2]}}{2} = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2}$$

Es decir:

$$Q_2 = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2}$$

Es importante notar que en la expresión anterior, se busca la nueva potencia reactiva que deberá de existir en un punto determinado de la línea, para que en ese punto se obtenga una tensión determinada. Pero no se modifica para ello ni la tensión en el origen de la línea, ni la potencia activa en el punto buscado (recordar que es un factor de calidad), ni las condiciones de la línea (resistencias, reactancias inductivas, ángulos, etc), tal como indican los parámetros (k, k_p , k_q). Es decir sólo se nos permite modificar la potencia reactiva (Q_2), del punto buscado.

Una vez obtenida la nueva potencia reactiva total que es necesario en el final de línea (Q_2). Conocida también la potencia reactiva que teníamos antiguamente (Q_{CARGA}). Se puede calcular la potencia reactiva de compensación, es decir la diferencia entre la potencia reactiva que teníamos y la potencia reactiva que deberemos tener para conseguir las nuevas condiciones de funcionamiento:

$$Q_2 = Q_{\text{carga}} + Q_{\text{comp}} \Rightarrow Q_{\text{comp}} = Q_2 - Q_{\text{carga}}$$

Siendo el valor del condensador a colocar:

$$Q_{\text{comp}} = \frac{u_2^2}{X_C} \Rightarrow C = \frac{Q_{\text{comp}}}{\omega \cdot U_2^2}$$

Quizás un esquema nos ayudara a comprender esta compensación:

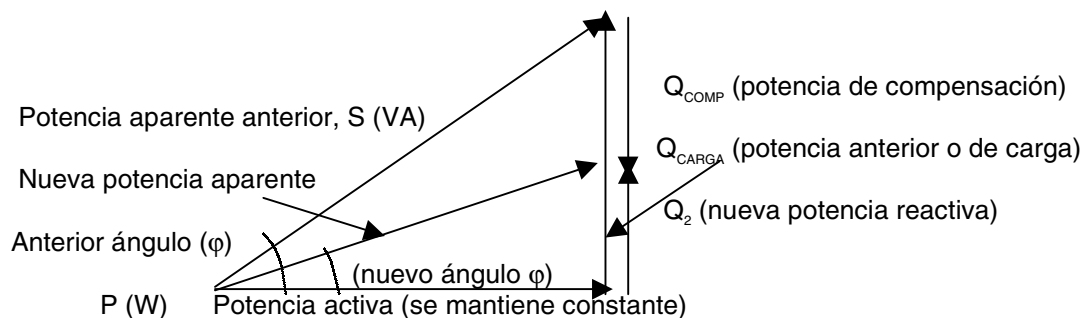


Figura nº 13. Diagrama de potencias, antes y después de compensar la potencia reactiva.

Es decir al cambiar Q_2 , cambia la potencia aparente total (S_2) y el ángulo total (φ_2). Este cambio en el ángulo total, provocará un cambio en el módulo y en el ángulo de la intensidad.

$$\bar{I}_{\text{LINEA}} = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2} \langle \varphi_U - \varphi_2 \rangle$$

Y este cambio en el módulo de la intensidad, será el responsable del cambio de valor de la tensión final, que tomara el valor predeterminado por los cálculos.

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 + \bar{Z}_{\text{LINEA}} \cdot \bar{I}_{\text{LINEA}}$$

7. PROBLEMA RESUELTO DE LA REGULACIÓN DE LA TENSIÓN EN LÍNEAS ELÉCTRICAS

Se dispone del siguiente sistema de potencia formado por una central generadora, dos transformadores regulables, y unas líneas de interconexión acopladas en paralelo que suministran energía a unos consumidores situados en sus extremos.

Las características del sistema de potencia, así como todos los parámetros importantes del mismo son los mostrados en la figura.

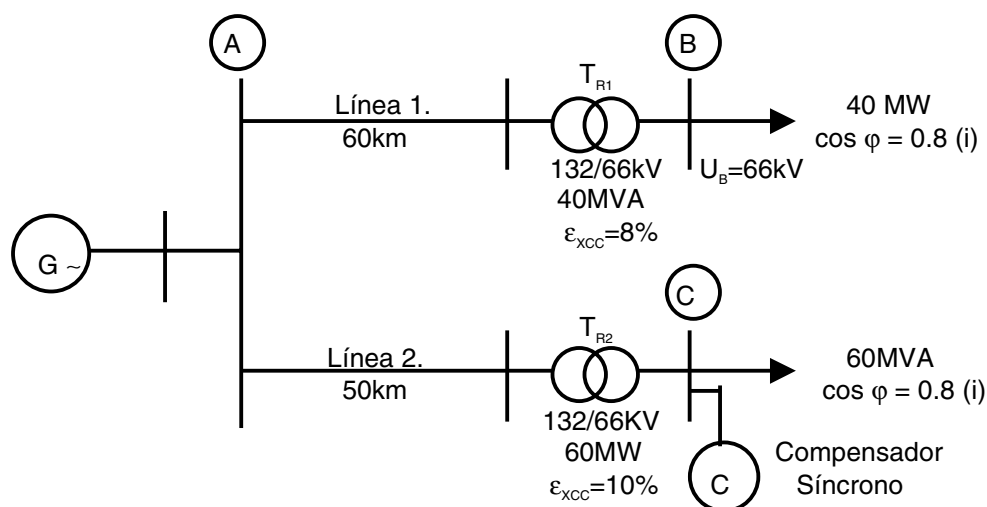


Figura nº 14. Sistema de potencia planteado.

Datos

- Impedancias de línea: $Z_{L1} = Z_{L2} = (0.06 + j0.42) \Omega/\text{km}$.
- En todos los apartados considerar que la tensión en las barras "B" se mantiene constante al valor señalado de 66kV.

Hallar:

- 1. Si deseamos mantener constante la tensión en barras "B", y de valor igual a 66kV. ¿Cuál será la tensión que obtendremos en barras "C" si no efectuamos ningún tipo de compensación?
- 2. Manteniendo la tensión anterior en barras "B". ¿Cuál será la potencia reactiva que tendrá que entregar el compensador síncrono para obtener en barras "C" una tensión de 66kV?
- 3. Manteniendo la tensión anterior en barra "B". ¿Cuál será la nueva tensión en barras "C" si la potencia reactiva que entrega el compensador síncrono asciende a $Q_{\text{comp}} = -6\text{MVAR}$?
- 4. ¿Cuál será el rendimiento total del sistema de potencia (η_T) visto desde las barras "A", con las condiciones halladas en el apartado anterior (apartado nº 3)?

RESOLUCIÓN:

Buscamos primeramente las resistencias y las reactancias tanto de la línea como de los trafos.

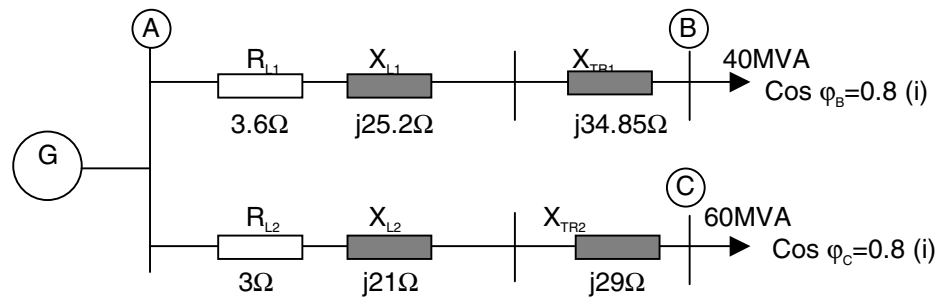


Figura nº 15. Resistencias y reactancias del esquema de potencia.

Vamos primeramente a hallar las impedancias colocadas en la figura anterior:

- Línea nº 1: $\bar{Z}_1 = (R_1 + jX_1) = (0.06 + j0.42) \cdot 60 = (3.6 + j25.2) = 25.46(81.87^\circ)$
- Línea nº 2: $\bar{Z}_2 = (R_2 + jX_2) = (0.06 + j0.42) \cdot 50 = (3 + j21) = 21.21(81.87^\circ)$
- Transformador TR1: $X_{TR1} = \frac{U_{TR1}^2}{S_{TR1}} \epsilon_{XCC} = \frac{132^2}{40} 0.08 = j34.85\Omega$
- Transformador TR2: $X_{TR2} = \frac{U_{TR2}^2}{S_{TR2}} \epsilon_{XCC} = \frac{132^2}{60} 0.1 = j29\Omega$
- Relación de transformación de los dos transformadores: $m = \frac{U_1}{U_2} = \frac{132}{66} = 2$

Nótese que la tensión que se ha colocado en las ecuaciones de los transformadores es la correspondiente al lado de alta tensión (132kV). El motivo, es que todo el problema se resolverá en ese lado de los transformadores (las líneas, el generador, etc, se encuentra en ese lado). El lado de baja tensión sólo se tendrá en cuenta a la hora de los resultados, ya que nos los piden en barras B, y en barras C.

El cambio de tensión no afecta a las potencias, ya que el transformador prácticamente no las modifica. Serán igual por lo tanto, en el lado de baja tensión como en el lado de la alta tensión de los transformadores.

Las potencias activas, reactivas y aparentes serán:

- $\bar{S}_B = (P_B + jQ_B) = (32 + j24) = 40(36.87^\circ)MVA$
- $\bar{S}_C = (P_C + jQ_C) = (48 + j36) = 60(36.87^\circ)MVA$
- **Vamos a hallar el primer apartado, y por tanto buscamos la tensión en barras C, suponiendo que en barras B, tenemos los 66kV constantes y que no efectuamos ningún tipo de compensación**

La tensión en barras B (lado de baja tensión), será: $\bar{V}_B = \frac{\bar{U}_B}{\sqrt{3}} = \frac{66000}{\sqrt{3}} = 38105.1(0^\circ)V$

La tensión en barras B(lado de alta tensión) será: $\bar{V}_B = \frac{\bar{U}_B}{\sqrt{3}} = \frac{132000}{\sqrt{3}} = 76210.2(0^\circ)V$

A partir de ahora trabajamos en el lado de alta tensión de los transformadores.

- La impedancia total de A a B, será la suma de resistencias y reactancias de ese tramo de línea:

$$\bar{Z}_{AB} = (R_{LI} + j(X_{LI} + X_{TR1})) = (3.6 + j60.05) = 60.16(86.6^\circ) \Omega$$

- Por tanto la intensidad que circula de A a B, será:

$$\bar{I}_{AB} = \frac{P_B}{U_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_b} (\varphi_{UB} - \varphi_B) = \frac{32.000.000}{132.000 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 36.87^\circ} (36.87^\circ) = 174.95(-36.87^\circ)$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en barras B, siempre puede ser 0° , al ser una tensión final de línea.

Buscamos la tensión en barras A:

$$\bar{V}_A = \bar{V}_B + \bar{Z}_{AB} \cdot \bar{I}_{AB} = 76210.23(0^\circ) + 10525.3(49.73^\circ) = 83401.2(5.52^\circ) V$$

Por tanto la tensión de línea será:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2(5.52^\circ) V$$

El valor de la tensión en barras A, hallada no cambiará de valor a menos que cambie la línea AB, o bien cambiemos las condiciones eléctricas del punto B.

Estamos ya en disposición de buscar la tensión pedida en barras C, pero nos encontramos que conocemos las condiciones de A, y de C mezcladas. Cuando esto ocurre no tenemos más remedio que aplicar la fórmula obtenida para el caso 3, de teoría:

$$U_C^4 + [2(R_{AC} \cdot P_C + X_{AC} \cdot Q_C) - U_{AC}^2] U_C^2 + (Z_{AC} \cdot S_C)^2 = 0$$

Con los siguientes valores:

$$P_C = 48 MW \quad Q_C = 36 MVA \quad \bar{S}_C = 60(36.87^\circ) \quad \bar{U}_A = 144455.2(5.52^\circ) V$$

$$\bar{Z}_{AC} = (R_{AC} + j(X_{AC} + X_{TR2})) = (3 + j(21 + 29)) = (3 + j50) = 50(86.6^\circ) \Omega$$

Aplicando estos valores obtenemos (recordando que las unidades son MW, MVAR, MVA, Ω , kV):

$$U_C^4 + [2(3 \cdot 48 + 50 \cdot 36) - 144.455^2] U_C^2 + (50 \cdot 60)^2 = 0$$

$$U_C^4 - 16976.36 U_C^2 + 9.000.000 = 0$$

$$U_C = 128173 V$$

No conocemos el ángulo, pero lo podemos suponer de 0° , así: $\bar{U}_C = 128173(0^\circ) V$

Los valores siempre nos los piden en el lado de baja tensión de los transformadores, por tanto sólo nos queda pasarlo por el transformador (recordando que la relación de transformación es 2), tendremos:

$$\bar{U}_{C.66KV} = \frac{\bar{U}_{C.132KV}}{2} = \frac{128173}{2} = 64086.5(0^\circ) V$$

Pero vamos a comprobar que este valor es correcto. Para ello, y con la tensión hallada (en el lado del transformador correspondiente a 132kV), buscaremos la I_{AC} .

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_C} (\varphi_{UC} - \varphi_C) = \frac{48.000.000}{128173 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 36.87^\circ} (36.87^\circ) = 270.26(-36.87^\circ) A$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en (φ_{UC}) , lo hemos supuesto de 0° , y que el ángulo total de C, es de 36.87° , según el enunciado.

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras A:

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C + \bar{Z}_{AC} \cdot \bar{I}_{AC} = \frac{128173(0^\circ)}{\sqrt{3}} + 13513(49.73^\circ) = 83375.4(7.1^\circ) V$$

Por tanto la tensión de línea será: $\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144410(7.1^\circ) V$

Valor prácticamente idéntico al hallado anteriormente, por lo que damos por bueno el resultado.

- **Ahora, y manteniendo en barras B la tensión constante de 66kV, queremos obtener en barras C, también 66kV. ¿Qué potencia deberá entregar el compensador síncrono para conseguirlo?**

Aquí surgen algunos conceptos teóricos muy importantes:

- Sí no modificamos las condiciones eléctricas en barras B, no se puede modificar la tensión en las barras A. Por tanto esta se mantendrá constante y de valor el hallado anteriormente (se supone por supuesto que no modificamos la línea AB).
- Como nos piden que en barras C, obtengamos 66kV, en el lado de baja tensión del transformador segundo. Al otro lado del transformador, es decir en el lado de alta tensión (siempre trabajaremos en este lado del transformador que da al circuito), tendremos 132kV.
- Como imponemos unas condiciones de tensión al final de línea, tendremos que aplicar la ecuación, que manteniendo la potencia activa constante en barras C, nos da la nueva potencia reactiva que debemos tener en barras C, para obtener la tensión pedida.

$$Q_2 = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2}$$

Siendo los parámetros kij, considerados para una línea corta:

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_L}$$

$$k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_L} \cos \varphi_{Z.LINEA}$$

$$k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_2^2}{Z_{LINEA}} \cdot \sin \varphi_{Z.LINEA}$$

- Todos los parámetros son módulos, el ángulo solo se usa para el sen, o el cos.

En nuestro caso los valores a aplicar son:

$$P_C = 48 \text{ MW} \quad Q_C = 36 \text{ MVAR} \quad \bar{S}_C = 60(36.87^\circ) \text{ MVA}$$

$$\bar{U}_A = 144455.2(5.52^\circ) \text{ V} \quad \bar{Z}_{AC} = (3 + j50) = 50(86.6^\circ) \Omega$$

Y con el valor pedido por el enunciado, ya pasado al lado de alta tensión del transformador:

$$\bar{U}_C = 132.000(0^\circ) \text{ V}$$

Ahora ya podemos calcular los coeficientes kij:

$$k = \frac{U_1 \cdot U_2}{B} = \frac{U_A \cdot U_C}{Z_{LINEA-AC}} = \frac{144.455 \cdot 132}{50} = 381.36$$

$$k_p = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_C^2}{Z_{LINEA-AC}} \cos \varphi_{Z.LINEA-AC} = \frac{132^2}{50} \cos 86.8^\circ = 20.67$$

$$k_q = \frac{A \cdot U_2^2}{B} \cdot \cos(\alpha_B - \alpha_A) = \frac{U_C^2}{Z_{LINEA-AC}} \sin \varphi_{Z.LINEA-AC} = \frac{132^2}{50} \sin 86.6^\circ = 347.87$$

Por tanto la nueva potencia reactiva que deberá existir en las barras C, será:

$$Q_C = -k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_C + k_p)^2} = -347.87 \pm 375.126 = 27.26 \text{ MVAR}$$

Es decir nosotros teníamos una $Q_C = 36 \text{ MVAR}$, y deberíamos tener una $Q_C = 27.26 \text{ MVAR}$.

Con este nuevo valor nos cambiará el ángulo total en barras C, que pasará a valer:

$$\varphi_C = \arctan \frac{Q_{C-NUEVA}}{P_C} = \arctan \frac{27.26}{48} = \arctan 0.5679 = 29.59^\circ$$

Existe un método más sencillo para hallar el nuevo ángulo total en barras C, sólo se debe recordar que el ángulo de la potencia aparente, es siempre el ángulo total de un nudo o barra de conexión. Así para nuestro caso tendremos:

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_{C-NUEVA}) = (48 + j27.26) = 55.2(29.6^\circ) \text{ MVA}$$

Este nuevo ángulo total, cambiará el módulo y el ángulo de la intensidad que fluye desde A, hasta C:

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_C} (\varphi_{UC} - \varphi_C) = \frac{48.000.000}{132000 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 29.6^\circ} (0 - 29.6^\circ) = 241.46(-29.6^\circ) \text{ A}$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en (φ_{uc}), lo hemos supuesto de 0° .

- Buscamos, de nuevo, la tensión en barras A:

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C + \bar{Z}_{AC} \cdot \bar{I}_{AC} = \frac{132000(0^\circ)}{\sqrt{3}} + 12073(57^\circ) = 83402.5(6.97^\circ) \text{ V}$$

- Por tanto la tensión de línea será: $\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144457(6.97^\circ) \text{ V}$

Resultado totalmente correcto, ya que coincide con los valores hallados en el principio del problema:

Una vez se ha comprobado que el resultado es correcto pasamos a hallar la potencia reactiva de compensación. Esta tendrá un valor de:

$$Q_{comp} = Q_C - Q_{c \text{ arg a-anterior}} = 27.26 - 36 = -8.74 \text{ MVAR}$$

Siendo el valor del condensador equivalente que le correspondería, al compensador síncrono a colocar con una tensión de 66kV (se debe recordar que el compensador síncrono está situado en las barras C, y por tanto en el lado de baja tensión del transformador):

$$C = \frac{Q_{comp}}{\omega \cdot U_2^2} = \frac{-8.74}{\omega \cdot 66^2} = 6.38 \mu\text{F} \quad (\text{a } 66\text{kV})$$

- **Si mantenemos las condiciones de funcionamiento del apartado anterior. ¿cuál será la nueva tensión en barras C, si la potencia reactiva que entrega el compensador síncrono asciende a $Q_{comp} = -6\text{MVAR}$?**

Como se mantiene la tensión en barras B, nos están indicando que se mantiene en barras A. Por otra parte, las condiciones eléctricas en C, varían ya que la potencia reactiva del compensador síncrono así lo hace. En resumen, la nueva potencia reactiva en barras C, tendrá el siguiente valor:

Volvemos a trabajar en el lado de alta tensión del transformador, al final ya pasaremos los resultados al lado de baja tensión pedido.

$$Q_C = Q_{comp} + Q_{c \text{ arg a-anterior}} = -6 + 36 = 30 \text{ MVAR}$$

El nuevo ángulo total en C, valdrá, (calculando la potencia aparente total en barras C):

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_{C-NUEVA}) = (48 + j30) = 56.6(32^\circ) \text{ MVA}$$

Es decir conocemos los siguientes parámetros en barras C:

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_{C-NUEVA}) = 56.6(32^\circ) \text{ MVA} \quad P_C = 48 \text{ MW} \quad Q_C = 30 \text{ MVAR}$$

$$\varphi_C = 32^\circ \quad \bar{Z}_{AC} = (R_{AC} + jX_{AC}) = (3 + j50) = 50(86.6^\circ) \Omega$$

Pero desconocemos el valor de la tensión en barras C (es precisamente la incógnita), y por tanto desconocemos la intensidad de A a C. No podemos continuar el problema sin aplicar la fórmula dada cuando existen valores mezclados (caso 3º de la teoría).

La tensión en barras A, tiene un valor de:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2(5.52^\circ) V$$

Por tanto se podrá aplicar la ecuación:

$$U_C^4 + [2(R_{AC} \cdot P_C + X_{AC} \cdot Q_C) - U_{AC}^2] U_C^2 + (Z_{AC} \cdot S_C)^2 = 0$$

Resolviendo para nuestros valores obtendremos:

$$U_C^4 + [2(3 \cdot 48 + 50 \cdot 30) - 144.455^2] U_C^2 + (56.6 \cdot 50)^2 = 0$$

$$U_C^4 - 17579.25 U_C^2 + 8008900 = 0$$

$$U_C = 130810 V$$

No conocemos el ángulo, pero lo podemos suponer de 0° , así: $\bar{U}_C = 130810(0^\circ) V$

- Sólo nos queda pasarlo por el transformador (ya que los resultados nos los piden en el lado de baja tensión), que recordando que la relación de transformación es de 2, tendremos:

$$\bar{U}_{C.66KV} = \frac{\bar{U}_{C.132KV}}{2} = \frac{130810(0^\circ)}{2} = 65405(0^\circ) V$$

Pero vamos a comprobar que este valor es correcto. Para ello, y con la tensión hallada (en el lado del transformador correspondiente a 132kV), buscaremos la I_{AC} .

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_C} (\varphi_{UC} - \varphi_C) = \frac{48000000}{130810 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 32^\circ} (0 - 32^\circ) = 249.8(-32^\circ) A$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en (φ_{UC}), lo hemos supuesto de 0° , y que el ángulo total de C, es de 32° , según hemos hallado.

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras A:

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C + \bar{Z}_{AC} \cdot \bar{I}_{AC} = \frac{132810(0^\circ)}{\sqrt{3}} + 12490(54.6^\circ) = 83382.8(7^\circ) V$$

Por tanto la tensión de línea será: $\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144423(7^\circ) V$

Valor prácticamente idéntico al hallado al principio del problema, por lo que damos por bueno el resultado.

- **¿Cuál será el rendimiento total del sistema de potencia, visto desde las barras A, para las condiciones halladas en el apartado anterior?**

Para hallar el rendimiento total del sistema de potencia es necesario conocer las potencias activas que fluyen desde las barras A, hasta los extremos de las líneas (en barras B, y en barras C), ya que la fórmula que nos define el rendimiento de una instalación de estas características es:

$$\eta = \frac{P_{\text{SALIDA}}}{P_{\text{GENERADA}}} 100 = \frac{P_B + P_C}{P_A} 100$$

Las potencias de salida son conocidas, ya que eran un dato del enunciado:

$$P_B = 32 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_C = 48 \text{ MW}$$

El problema reside en encontrar la potencia total en barras A, que a todos los efectos corresponde a la potencia generada, ya que desde las barras A, hasta el generador G, no existen ni resistencias ni reactancias que aumenten la potencia activa entregada por el generador.

Para el cálculo de la potencia activa en barras A, se seguirán dos métodos alternativos:

- **1^{er} método:** buscamos por separado las potencias que fluyen desde las barras B, y de las barras C, hasta las barras A.

$$P_{AC} = U_A \cdot I_{AC} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A \quad \text{y} \quad P_{AB} = U_B \cdot I_{AB} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A$$

Estas son las fórmulas a aplicar. Nótese que los parámetros son los módulos de los correspondientes vectores que forman la tensión, o la intensidad.

Por otra parte los ángulos totales se hallarán con la fórmula ya conocida:

$$\varphi_{AC} = (\varphi_{UA} - \varphi_{IAC}) \quad \text{y} \quad \varphi_{AB} = (\varphi_{UA} - \varphi_{IAB})$$

Finalmente se hallarán las intensidades que fluirán por las líneas AB, y AC.

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_C} (\varphi_{UC} - \varphi_C) \quad \text{y} \quad \bar{I}_{AB} = \frac{P_B}{U_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_B} (\varphi_{UB} - \varphi_B)$$

Se debe recordar que las condiciones de funcionamiento son las iniciales para las barras B, y las del último apartado (apartado nº 3), para las barras C.

Procediendo con nuestros valores tendremos, que las intensidades que fluirán desde barras C, y desde barras B, hasta las barras centrales A, serán:

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_C} (\varphi_{UC} - \varphi_C) = 249.8 (-32^\circ) \text{ A} \quad (\text{Valor hallado en el apartado nº 3}).$$

$$\bar{I}_{AB} = \frac{P_B}{U_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_B} (\varphi_{UB} - \varphi_B) = 174.95 (-36.87^\circ) \text{ A} \quad (\text{Valor hallado en el apartado nº 1})$$

la tensión en barras A, hallada en el apartado nº 1, será:

$$\bar{U}_A = 144455.2(5.52^\circ) \text{ V}$$

Los ángulos que le corresponderán a las barras A, vistos desde barras C, o desde barras B, serán los siguientes:

$$\begin{aligned}\varphi_{AC} &= (\varphi_{UA} - \varphi_{IAC}) = (5.52^\circ - (-32^\circ)) = 37.52^\circ \\ \varphi_{AB} &= (\varphi_{UA} - \varphi_{IAB}) = (5.52^\circ - (-36.87^\circ)) = 42.39^\circ\end{aligned}$$

Es importante notar, llegados a este punto, que la tensión es única en barras A, (sólo puede haber una única tensión por barra). Por el contrario las intensidades pueden fluir libremente desde cualquier barra (la B o la C), hasta la barra A. Por tanto las intensidades se calculan en las barras B, y en las barras C, y estas intensidades (al ser unas líneas cortas con longitudes menores de 80km), serán las mismas que lleguen a las barras A. Este es el motivo por lo que se las ha denominado I_{AC} , e I_{AB} , ya que fluyen a lo largo de estas líneas.

Conocidos todos los parámetros, podemos buscar las potencias activas que fluyen hacia las barras A:

$$P_{AC} = U_A \cdot I_{AC} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A = 144455.2 \cdot 249.8 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 37.52^\circ = 49570000 \text{ W}$$

$$P_{AB} = U_B \cdot I_{AB} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A = 144452.2 \cdot 174.95 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 42.39^\circ = 32330000 \text{ W}$$

La tensión no cambia (recordar de nuevo que sólo hay una tensión por barra). Pero las intensidades y las potencias suman siempre todas sus aportaciones, por tanto:

$$P_{TOTAL-A} = P_{AC} + P_{AB} = 49.57 + 32.33 = 81.9 \text{ MW}$$

$$\bar{I}_{TOTAL-A} = \bar{I}_{AC} + \bar{I}_{AB} = 249.8(-32^\circ) + 174.95(-36.87^\circ) = 424.37(-34^\circ) \text{ A}$$

Conocidos todos estos parámetros es ya posible hallar el rendimiento:

$$\eta = \frac{P_{SALIDA}}{P_{GENERADA}} 100 = \frac{P_B + P_C}{P_A} 100 = \frac{48 + 32}{32.33 + 49.57} 100 = 97.68\%$$

Aunque no se piden, no es difícil, ahora hallar las aportaciones que las potencias reactivas dan a las barras A. Su cálculo es idéntico a las potencias activas con sólo cambiar el cos, por el sen del ángulo, es decir:

$$Q_{AC} = U_A \cdot I_{AC} \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_A = 144455.2 \cdot 249.8 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 37.52^\circ = 38060000 \text{ MVAR}$$

$$Q_{AB} = U_B \cdot I_{AB} \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_A = 144452.2 \cdot 174.95 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 42.39^\circ = 29510000 \text{ MVAR}$$

Qué sumadas nos dan la potencia total reactiva en barras A.

$$Q_{TOTAL-A} = Q_{AC} + Q_{AB} = 38.0 + 29.51 = 67.57 \text{ MVAR}$$

Finalmente la potencia aparente total en barras A, será ahora fácilmente calculable conocidas las potencias totales activas y reactivas en dichas barras:

$$\bar{S}_A = (P_A + jQ_A) = (81.9 + j67.57) = 106.17(39.52^\circ) \text{MVA}$$

El ángulo total, por supuesto, coincide con el hallado anteriormente.

- 2º método: buscamos directamente la potencia activa total en barras A:

Este método es más rápido que el anterior, ya que se basa en que la potencia activa total en barras A, es:

$$P_{TOTAL-A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A$$

Nosotros conocemos todos los parámetros de la fórmula anterior, excepto el ángulo total, pero este es de rápido cálculo. Pero vayamos por partes:

La intensidad total será la suma de las intensidades que fluyen desde las barras C, y barras B, hasta las barras A. Estos valores se calcularon en apartados precedentes y son, por tanto datos:

$$\bar{I}_{TOTAL-A} = \bar{I}_{AC} + \bar{I}_{AB} = 249.8(-32^\circ) + 174.95(-36.87^\circ) = 424.37(-34^\circ) \text{A}$$

Por su parte la tensión en barras A (que es única), ya se calculó en el primer apartado de este problema. Su valor era:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2(5.52^\circ) \text{V}$$

El único valor desconocido de la fórmula de la potencia activa total en barras A, es el ángulo total en este punto. Pero su cálculo es muy rápido conocidos los ángulos de la tensión y de la intensidad en barras A.

$$\varphi_A = \varphi_{U_A} - \varphi_{I_A} = 5.52^\circ - (-34^\circ) = 39.52^\circ$$

Con todos estos valores ya podemos hallar la potencia activa total en barras A:

$$P_{TOTAL-A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_A = 144455.2 \cdot 424.37 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 39.52^\circ = 81900000 \text{W}$$

Valor exacto al hallado con el primer método.

Las restantes potencias, también son de cálculo inmediato. Para la potencia reactiva tendremos:

$$Q_{TOTAL-A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \varphi_A = 144455.2 \cdot 424.37 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 39.52^\circ = 67570000 \text{VAR}$$

Y para la potencia total aparente:

$$\bar{S}_A = (P_A + jQ_A) = (81.9 + j67.57) = 106.17(39.52^\circ) \text{MVA}$$

El ángulo total, por supuesto, coincide con el hallado anteriormente.

CAPÍTULO XI. LUMINOTECNIA

1. INTRODUCCIÓN

La **luminotecnia** se define como la ciencia que estudia las distintas formas de producción de luz, así como su control y aplicación con fines domésticos, industriales o artísticos.

Alumbrar e iluminar, aunque son dos términos sinónimos del latín *illuminare*, se emplean para designar dos formas distintas de producir luz; por el término alumbrar nos referimos a llenar de luz y claridad un lugar para hacer posible la visión, mientras que el término iluminación, normalmente implica factores técnicos y estéticos para hacer posible la visión mediante la disposición ordenada de muchas fuentes de luz o luminarias. Así el estudio de la iluminación pasa por dos vertientes: por un lado, se debe plantear como un fenómeno físico, y, por otro, como una técnica aplicada.

El primero, el fenómeno físico, se basa en el estudio de las ondas electromagnéticas, la definición y naturaleza de la luz, y en las magnitudes y leyes que intervienen en su estudio. Las fuentes de luz y sus características, están a medio camino entre el fenómeno físico y la técnica de iluminación.

Por técnica de iluminación, se entiende a la aplicación de un método de cálculo de alumbrado de interiores y de exteriores que de forma sistemática nos resuelva los proyectos de iluminación.

Se trata, en definitiva, de conocer los fenómenos y leyes que rigen la iluminación, para así, aplicar sistemáticamente aquellas técnicas de cálculo y diseño en instalaciones de alumbrado, como pueden ser las de las viviendas, oficinas, locales comerciales o industrias. Es decir, lo importante es obtener los conocimientos básicos para ser capaces de proporcionar luz artificial para el desempeño de tareas visuales, con un máximo de velocidad y exactitud, de una forma fácil, cómoda y económica, y con el mínimo esfuerzo y fatiga.

2. LA LUZ EN EL CONJUNTO DE TIPOS DE ENERGÍA Y SU PROPAGACIÓN

Existen diversos tipos de energía: térmica, mecánica, electrostática y electromagnética. La electricidad es debida a los electrones, que estando libres en el enlace metálico, pueden propagar a través de los conductores esta energía. La energía eléctrica se transforma en los receptores en otro tipo de energía (calorífica, motriz, etc.).

El calor es otra fuente de energía que se transmite por conducción, convección y radiación. También necesita de un elemento transmisor, como pueden ser los mismos electrones del enlace metálico, o bien a través del aire. Es una fuente energética ampliamente explotada en la actualidad.

La energía mecánica por ejemplo, obliga a un cuerpo a ponerse en movimiento, transformando la energía mecánica suministrada en energía cinética, energía que lleva consigo y que comunica a otros cuerpos si chocan contra él. Las ondas mecánicas necesitan para su propagación de un medio material elástico, y son ondas longitudinales porque en ellas coincide la vibración de las partículas con la dirección de la propagación, unos ejemplos de las mismas lo constituyen las vibraciones de un muelle o la transmisión del sonido. En el caso del muelle se propagan en una sola dimensión, mientras que en el caso del sonido se propagan en sus tres dimensiones.

Finalmente la luz, es una radiación electromagnética de carácter dual (se transporta por medio de ondas y de corpusculos), que irradia energía a una velocidad característica de 300.0000 km/s. Las ondas electromagnéticas propagan esta energía producida por las oscilaciones de campos eléctricos, magnéticos, o radiaciones solares, sin necesidad de un medio material de propagación, incluso a través del vacío.

Existe por tanto, un conjunto muy amplio de fenómenos físicos, eléctricos y electromagnéticos, entre los que se incluyen la electricidad, el sonido, la luz, las ondas hertzianas, los rayos ultravioleta, rayos X o Rayos Gamma. Todos estos fenómenos pueden representarse aproximadamente mediante el estudio de las ondas sinusoidales, ya que la mayoría de ellos se propagan siguiendo esta ondulación periódica.

3. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LA LUZ

La luz, como se ha indicado, es una radiación que se genera, propaga y convierte en luz, a través del aire e incluso del vacío. Por tanto es una radiación que no necesita de un medio natural específico para su propagación. Las ondas senoidales son una forma de propagación de la luz, pero no la única, ya que también por medio de corpusculos (paquetes de luz), se realiza su transporte. No obstante, se estudian las ondas senoidales, ya que constituyen su medio principal de transporte.

Los parámetros o magnitudes que mejor definen a la radiación luminosa son:

- No necesita de un medio natural para su propagación, incluso a través del vacío esta es posible.
- Dispone de una velocidad de propagación característica de 300.000 km/s.
- Su naturaleza es dual. Ondas senoidales y corpusculos.
- Las ondas y las características que las definen, como son: longitud de onda, velocidad de propagación, la frecuencia de la radiación y la energía de la radiación, son parámetros a tener presentes, y que seguidamente se estudiarán.

3.1. Frecuencia y periodo

Estas dos magnitudes son inseparables, ya que mientras que el periodo significa el tiempo que tarda una radiación, en este caso la luz, en recorrer la distancia repetitiva de una señal (un periodo), la frecuencia nos indica cuantos ciclos o periodos se realizarán por segundo. Si lo representamos mediante fórmulas, vemos claramente que son complementarios:

$$T = \text{periodo} = \frac{1}{f} (\text{segundos}) \quad f = \text{frecuencia} = \frac{1}{T} (\text{Hz})$$

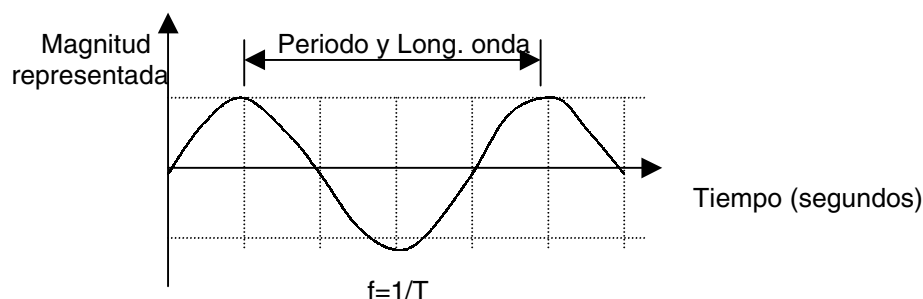


Figura nº 1. Frecuencia, periodo, y longitud de onda, de una señal senoidal.

La frecuencia es fija e independiente del medio por el que propaga la onda. Por ello es una característica importante para clasificar las ondas electromagnéticas.

Así una señal con periodos muy grandes dará pocas oscilaciones por segundo, lo que representará frecuencias pequeñas, en cambio, si el periodo es pequeño, indicará que se repite más veces por unidad de tiempo, por lo que la frecuencia será mayor.

3.2. Longitud de onda

Esta es otra magnitud a tener presente, ya que normalmente, y junto a la frecuencia, son las que definen las ondas. La longitud de onda es la distancia recorrida por la onda en un período. Se designa por la letra griega lambda, λ . En una onda transversal se puede definir como la distancia entre dos máximos consecutivos, o entre otros dos puntos cualesquiera que se encuentren en la misma fase.

Según la definición anterior, se comprueba que la longitud de onda es directamente proporcional al periodo. Con velocidad constante, si se tarda más en recorrer una distancia (mayor periodo), es que se habrá recorrido mayor distancia (mayor longitud de onda). Por el contrario es inversamente proporcional a la frecuencia: a mayores longitudes de onda, menores frecuencias y viceversa.

Este parámetro queda determinado mediante el producto de la velocidad de propagación (m/s), por el tiempo que tarda en realizar un ciclo (período en s), es decir

$$\lambda = \text{longitud} - \text{onda} = \frac{1}{f} = \text{Velocidad} \bullet \text{tiempo} = \left[\frac{m}{s} s = m \right]$$

También la longitud de onda se puede expresar, respecto a la frecuencia, mediante la velocidad de propagación de la luz, c .

$$\lambda = \frac{c}{f}$$

Las unidades que definen la longitud de onda son submúltiplos del metro, que normalmente es una unidad muy grande para estas magnitudes. Así, la micra o micrómetro, μm ($1 \mu\text{m} = 10^{-6} \text{ m}$), el nanometro, nm ($1 \text{ nm} = 10^{-9} \text{ m}$), y el Angstroms, $\text{\AA}$ ($1 \text{\AA} = 10^{-10} \text{ m}$), son unidades ampliamente empleadas.

En la figura anterior (figura nº 1), se representa la relación entre la longitud de onda y las restantes magnitudes senoidales.

3.3. Energía de una onda

La medida de la energía que transporta una onda es de vital importancia, ya que determina la fuerza o el impacto que esta radiación puede provocar en los objetos donde incide.

Una radiación tendrá más energía, en función de su frecuencia, cuanto mayor sea esta. La ligazón que las une es la constante de Planck (k):

$$E = f \bullet k$$

Así señales con longitudes de onda grandes (grandes periodos), dispondrán de baja frecuencia (baja energía). El conocimiento de esta energía nos permite determinar la peligrosidad de una fuente de luz, que incide en superficies muy sensibles (un cuadro de un museo, por ejemplo). Es decir, colores con bajas longitudes de onda (azul, violeta), disponen de altas frecuencias (altos niveles energéticos),

que pueden incidir de forma negativa en objetos sensibles (un cuadro). En cambio colores como el rojo o el amarillo, con longitudes de onda grandes (frecuencias pequeñas), tendrán energías débiles, que no causarán mayores daños en las zonas donde incidan.

3.4. Velocidad de propagación

La velocidad de propagación depende del tipo de onda, de la elasticidad del medio y de su rigidez. Si el medio es homogéneo e isótropo (características no dependientes de la dirección de evaluación), la velocidad de propagación es la misma en todas las direcciones.

Por ejemplo, la velocidad de propagación del sonido en el aire, a 20° C, es de 343, 5 m/s, mientras que la velocidad de propagación de las ondas electromagnéticas en el vacío es de 300.000 km/s. La ecuación fundamental que relaciona la velocidad de propagación con la longitud y frecuencia de una onda es

$$v = \lambda \cdot f \text{ (m} \cdot \text{s}^{-1} = \text{m/s)}$$

Es muy importante diferenciar entre los términos: de movimiento o velocidad de una onda que avanza a la velocidad de propagación, del término de movimiento de una partícula de la onda, que es un movimiento armónico simple y perpendicular a la misma. Recordemos, por ejemplo, que la velocidad de deriva de una partícula de la onda de los electrones está comprendida entre 0,0625 mm/s y 0,624 mm/s (velocidad extremadamente pequeña), mientras que la velocidad de propagación de la electricidad coincide con la de la luz en el valor de 300.000 km/s (velocidad muy grande).

4. ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS

Disponemos de una línea formada por dos conductores paralelos A y B, recorridos por una corriente I , tal y como se indica en la Figura nº 2. En la sección transversal representada en **(b)** se muestra la existencia conjunta del campo eléctrico y magnético producidos. A la región representada, en la que coexisten el campo eléctrico y magnético, le denominamos campo electromagnético. A su vez, si todo el sistema de campos eléctrico y magnético se desplaza, como sucede en este caso, obtenemos una onda electromagnética.

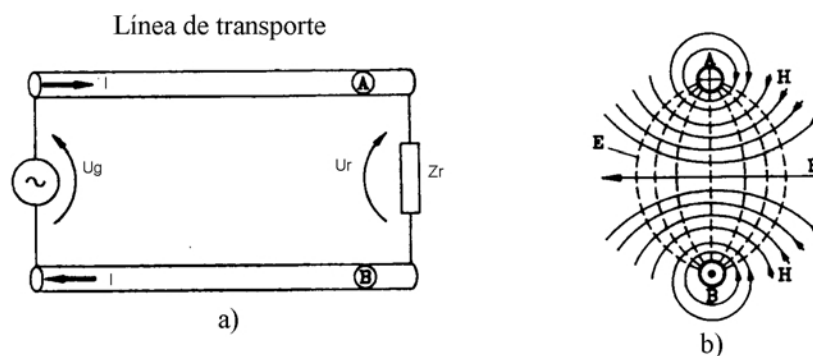


Figura nº 2. (a) Dos conductores recorridos por una corriente. (b) Campo magnético B , y eléctrico E , que se generan.

El estudio de estas ondas electromagnéticas que contemplan tanto su generación, como su propagación y conversión, son conceptos complejos, aunque sus fundamentos básicos pueden resumirse en unos pocos principios, como se detalla en los siguientes apartados:

Las ondas electromagnéticas del espacio libre, tales como las de radio o las de la luz, son de la misma naturaleza que las producidas en los conductores recorridos por la corriente eléctrica. Se diferencian, no obstante, en que las ondas del espacio se propagan en todas las direcciones, como sucede con la luz, y en cambio en el caso del circuito eléctrico, son guiadas por los conductores.

A la frecuencia industrial de 50 Hz (frecuencia utilizada en la mayor parte del mundo para la electricidad), los conceptos de impedancia, resistencia y reactancia son los determinados en capítulos anteriores. Pero a frecuencias muy elevadas, del orden de miles de MHz, pierde importancia el movimiento de cargas eléctricas en los conductores (intensidad) y la adquieren las variaciones de las intensidades del campo eléctrico y del campo magnético exterior a los conductores encerrados por éstos.

Toda la teoría de los campos electromagnéticos se debe al Sr. Maxwell, que desarrollo en sus ecuaciones las leyes que rigen su comportamiento. De sus investigaciones podemos extraer las siguientes conclusiones:

- Las ondas electromagnéticas son de tipo transversal y se propagan en línea recta.
- El campo eléctrico y la intensidad de campo magnético son perpendiculares entre sí, al igual que la dirección de la propagación. Estas dos propiedades se deducen observando la Figura nº 2.
- El campo eléctrico y el magnético están en fase. El campo magnético es máximo donde la intensidad es máxima, y el campo eléctrico es máximo cuando lo es la tensión.
- La velocidad de propagación de las ondas electromagnéticas coincide con la velocidad de propagación de la luz en el vacío.

La velocidad de propagación en cualquier medio se expresa como

$$v = \frac{1}{\sqrt{\mu \cdot \epsilon}} \left(\frac{m}{s} \right)$$

Donde: $\mu = \mu_r \cdot \mu_0$ = permeabilidad absoluta, que es función de la permeabilidad del vacío ($\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$), y de la permeabilidad relativa o del medio (μ_r en tablas o gráficos).

$\epsilon = \epsilon_r \cdot \epsilon_0$ = permitividad absoluta en cualquier medio; para el vacío $\epsilon = \epsilon_0$ = permitividad en el vacío, con un valor de:

$$\text{vacío es } \epsilon_0 = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9} \left[\frac{C}{Nm^2} \right]$$

Con estos valores, la velocidad de propagación de las ondas electromagnéticas en el vacío tiene la siguiente expresión

$$c = \frac{1}{\sqrt{\mu_0 \cdot \epsilon_0}} = 300.000 \left(\frac{km}{s} \right)$$

La letra c, esta normalizada para referirse a la velocidad de la luz, sin embargo, en el resto de los casos empleamos la letra v para referirnos a la velocidad de cualquier partícula u onda.

Estos valores fueron hallados de forma teórica por Maxwell. Faltaba pues contrastarlos con valores obtenidos de forma experimental, esto fue lo que realizo Hertz, que a finales del siglo IX, produjo ondas electromagnéticas con circuitos oscilantes y puso en evidencia el comportamiento paralelo de la luz y de las ondas electromagnéticas. Asimismo, Hertz dedujo la ecuación de la velocidad de

propagación de las ondas [$v = \lambda f$], y verificó así el valor teórico dado por Maxwell, deduciendo que las ondas electromagnéticas son todas de la misma naturaleza, diferenciándose entre ellas por el modo de producirse las distintas longitudes de onda.

A partir de la teoría electromagnética ideada por Maxwell, que demuestra que la luz es debida a la propagación de ondas electromagnéticas (propagación simultánea de un campo eléctrico y de un campo magnético), sólo quedaba por determinar qué longitudes de onda o espectro de frecuencia corresponden a la luz y cuáles corresponden a radiaciones electromagnéticas no visibles.

5. ESPECTRO DE FRECUENCIAS

Las radiaciones electromagnéticas son todas de la misma naturaleza y asimismo se propagan en el vacío a la misma velocidad de 300.000 km/s. Para diferenciarlas, la característica que las define es su longitud de onda, o lo que es lo mismo, su frecuencia.

Hoy en día se conocen prácticamente todas las radiaciones emitidas, desde los rayos cósmicos, rayos gamma, rayos X, radiaciones ultravioleta, luz visible, rayos infrarrojos, ondas hertzianas (satélite-radar-televisión-radio), ultrasonidos, sonoras y asociadas a circuitos eléctricos, tal y como se muestra en la Figura nº 3.

Esta clasificación de las ondas electromagnéticas nos demuestra que el espectro de frecuencias o resultado de la dispersión del conjunto de radiaciones es muy amplio. De todo ese espectro, sólo nos interesa, en este capítulo, las ondas electromagnéticas capaces de impresionar el sentido de la vista, es decir, las radiaciones de luz visible

La luz visible forma una pequeña franja situada entre los rayos ultravioleta y los rayos infrarrojos cuya frecuencia aproximada va desde $370 \cdot 10^{12}$ Hz, hasta $750 \cdot 10^{12}$ Hz, correspondiéndoles una longitud de onda entre 810 nm y 400 nm, respectivamente. Los fabricantes de lámparas, conocedores de estas longitudes de onda, suelen dar las curvas radioespectrométricas, con valores comprendidos entre los 380 nm y los 780 nm.

Como se indica al principio de este capítulo, además de nm, ($1 \text{ nm} = \text{m} \cdot 10^{-9}$), para expresar la longitud de onda se emplea también la micra o micrómetro μm ($1 \mu\text{m} = 10^{-6} \text{ m}$), así como el ángstrom, Å ($1 \text{ Å} = 10^{-10} \text{ m}$).

5.1. Radiaciones de una fuente con espectro continuo

Un cuerpo, a cualquier temperatura que no sea el cero absoluto, irradia energía según un amplio campo de longitud de onda. Esta radiación se denomina incandescencia o radiación de temperatura. Son fuentes de luz artificial incandescente:

- Una llama de una combustión, como la vela, candil, etc.
- Un arco eléctrico, como el de la soldadura eléctrica.
- Un lingote o barra de acero caliente al rojo vivo.
- El filamento de la lámpara de incandescencia, como fuente más común para producir luz artificial.

Por el término incandescencia se entienden los tipos de radiación en los cuales la temperatura es la fuente generadora.

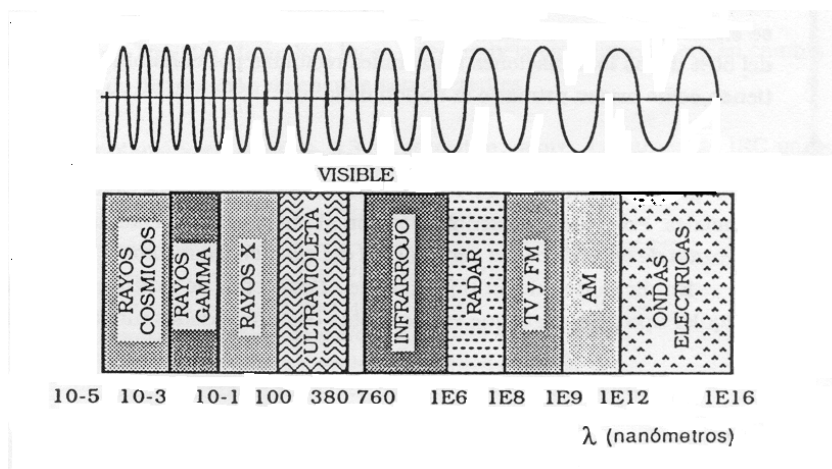


Figura nº 3. Clasificación de las radiaciones electromagnéticas.

Para saber cómo está distribuida la potencia específica entre las longitudes de onda, se utiliza el espectrorradiómetro graduado con ranura del orden de $0,01 \mu\text{m}$, para que capte una radiación homogénea. La función espectrorradiométrica o curva de distribución espectral que se obtiene se indica en la Figura nº 4, en la que en abscisas están las longitudes de onda en nm y en ordenadas los valores relativos de energía respecto a la máxima radiada que se toma en tanto por ciento.

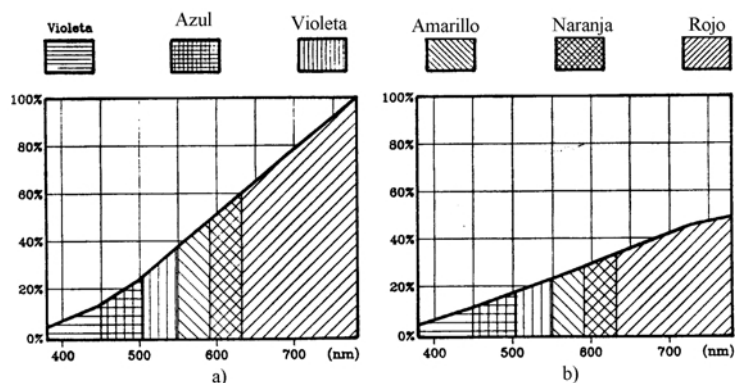


Figura nº 4. Curvas de distribución espectral continua. (a) Luz del día. (b) Lámpara incandescente.

5.2. Radiación de una fuente con espectro de rayas o discontinuo

La energía radiante de una fuente de descarga gaseosa, como la de vapor de sodio, vapor de mercurio, argón, neón, etc., consiste en una radiación integrada por una o varias radiaciones componentes homogéneas.

Cada gas tiene una longitud de onda característica de su radiación, que depende de la estructura molecular del gas a través del cual tiene lugar la descarga. A este tipo de radiaciones se les denomina comúnmente luminiscencias y se caracterizan porque son tipos de radiación independientes de la temperatura.

Las fuentes luminosas o lámparas de descarga más usuales son los tubos fluorescentes, los de vapor de mercurio, y los de vapor de sodio a alta presión.

Al igual que con la incandescencia, se obtiene la curva de distribución espectral mediante el espectrorradiómetro. En este caso son bandas de ancho de ranura del orden $0,2 \mu\text{m}$. También se suele dar en ordenadas la potencia específica en $\text{mW/cm}^2/\text{nm}$ de longitud de onda. Hay fabricantes que la dan en mV/lm nm .

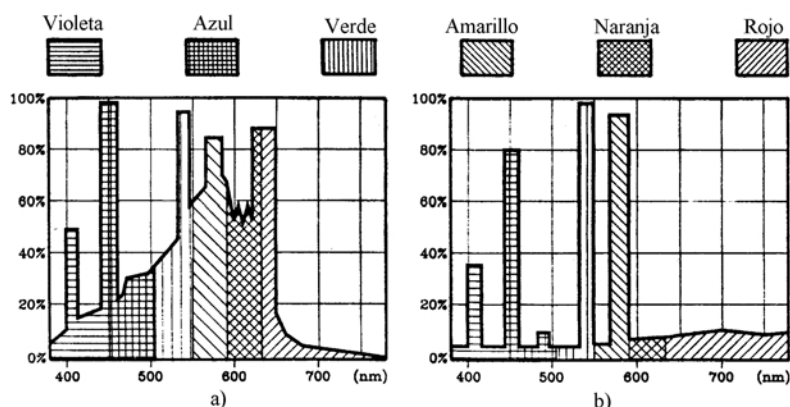


Figura nº 5. Curvas de distribución espectral discontinuas. (a) Tubo fluorescente blanco universal. (b) Lámpara de vapor de mercurio a alta presión sin capa fluorescente.

6. NATURALEZA DUAL DE LA LUZ

No ha estado demasiado clara la constitución de la naturaleza de la luz hasta principios de este siglo. Antiguamente los científicos pensaban que se propagaba en forma de corpusculos o paquetes de energía, que se desplazaba linealmente a través de los medios. Posteriormente, y debido a que estas hipótesis dejaban muchas preguntas sin resolver, los estudiosos observaron que la propagación se producía mediante ondas (parecidas a las eléctricas o sonoras), desmintiendo la naturaleza corpuscular de la luz. Durante dos siglos prevaleció la naturaleza ondulatoria de la luz, quedando en el olvido su naturaleza corpuscular.

De forma resumida, la cronología de su estudio, empezó por Isaac Newton, que fue el primero en postular que la luz tenía una naturaleza corpuscular. El desarrollo experimental sobre los fenómenos de reflexión y refracción hicieron desechar esta hipótesis, y Huygens, a finales del siglo XVII, lo consideró como un fenómeno ondulatorio. Con los estudios de interferencias realizados por Thomas Young y Agustín Fresnel se confirmó la inadecuada teoría corpuscular y la teoría ondulatoria recibió amplia confirmación experimental.

En los apartados anteriores hemos visto que las diversas formas de energía radiante se transmiten por medio de ondas electromagnéticas cuya frecuencia o longitud de onda son características de la energía considerada. Concretamente, la luz consiste en un tipo particular de dichas ondas, coincidiendo ambas en la misma velocidad de propagación.

Ahora bien, la teoría electromagnética de la luz establecida por Maxwell a finales del siglo XIX, no explica el efecto fotoeléctrico y no sustituye totalmente la teoría clásica ondulatoria de Huygens-Young-Fresnel. Sin embargo, con Maxwell la óptica se separa de la mecánica para basarse en la electricidad.

Fue a principios de este siglo, cuando Einstein, para dar cuenta de las leyes del efecto eléctrico, amplió una idea propuesta cinco años antes por Planck, y postuló que toda luz de frecuencia f , en vez de estar distribuida por el espacio en los campos eléctrico y magnético de una onda electromagnética, estaba concentrada o constituida por corpusculos de energía igual a E , llamados cuantos de luz. Lewis les

llamó fotones en 1929. Así, el efecto fotoeléctrico consiste en la transmisión de energía de un fotón a un electrón.

Arthur Holly Compton, a principios de siglo, comprobó que al hacer chocar un fotón con un electrón, éste absorbía parte de la energía de aquél, y que ambos se comportaban como cuerpos materiales, con lo que se reafirmaba la naturaleza dual de la luz: ondulatoria-corpúscular.

Louis De Broglie encontró la relación cuantitativa entre ambas teorías al combinar la fórmula de Einstein, que relacionaba la masa y la energía, y la de Planck, que relacionaba la frecuencia y la energía. De Broglie demostró en 1923 que cada partícula debía tener una onda asociada a ella, de forma que mediante la mecánica cuántica, tanto la materia como la luz presentaban el doble aspecto de corpúsculos y de ondas asociadas.

En definitiva, la teoría moderna de la mecánica cuántica de la radiación luminosa acepta el hecho de que la luz parece tener una doble naturaleza; por un lado, los fenómenos de propagación de la luz encuentran mejor explicación dentro de la teoría electromagnética de Maxwell (naturaleza fundamental ondulatoria electromagnética), y, por otro, la acción mutua entre la luz y la materia, en los procesos de absorción y emisión, es un fenómeno fotoeléctrico (naturaleza corpúscular).

7. EL OJO HUMANO COMO ÓRGANO RECEPTOR DE LA LUZ

Ya hemos indicado que de todas las radiaciones que llegan a la tierra, solo una estrecha franja resulta visible (de 360 nm, a 780 nm, aproximadamente). El ojo es el órgano fisiológico encargado de transformar estas radiaciones en el sentido de la vista. Para que se realice el proceso de la iluminación, como acción y efecto de iluminar y ver, se requieren tres agentes:

- La fuente productora de luz o radiación luminosa.
- Un objeto a iluminar visible.
- El ojo, que recibe la energía luminosa y la transforma en imágenes que son enviadas al cerebro para su interpretación.

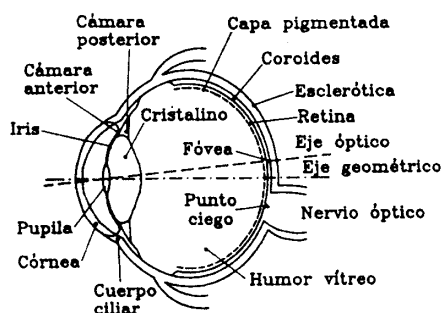


Figura nº 6. Globo ocular. Corte sagital del ojo derecho.

El estudio y descripción de los componentes del ojo, así como el proceso que se realiza desde que la luz le llega y pasa por las vías y centros visuales hasta que es interpretada por el cerebro, nos llevaría al campo de la neurofisiología. Aquí describiremos y expondremos algunos comportamientos y conceptos del sentido de la vista, cuyo conocimiento es indispensable y contribuye a una mejor diseño de las instalaciones de iluminación.

7.1. Descripción estructural del ojo

En la Figura anterior se representa un corte sagital esquemático del ojo. Este para realizar su función necesita de unos elementos básicos:

- **Globo ocular:** es el conjunto del ojo o más específicamente, la cámara que tiene como función principal la formación de la imagen en la retina.
- **Córnea:** La cornea es el primer elemento con el que se encuentra la luz al incidir sobre el ojo. Está formada por fibras colágenas dispuestas en láminas transparentes. La transparencia de estas lminas depende del grado de humedad de que dispongan. Esta es la causa por la que la cornea esta constantemente humedecida con lágrimas. La misión de las cornea es doble: por una parte constituye un elemento duro capaz de proteger externamente al ojo, asimismo, también asume la misión de recibir y transmitir las impresiones visuales, constituyendo el componente óptico refractor fundamental del ojo.
- **Iris:** es una lámina circular que constituye la porción anterior de la túnica media del ojo. Situado frente al cristalino, es un diafragma muy pigmentado (azul, marrón, negro, etc dependiendo de la zona geográfica y de las razas humanas), con un músculo de esfínter circular que puede contraer la pupila hasta un diámetro tan pequeño como un milímetro. Funciona como un diafragma controlando la pupila, y por tanto la cantidad de luz que pasa al cristalino.
- **Pupila:** Orificio generalmente circular y oscuro, situado en el centro del iris y a través del cual pasan los rayos luminosos que han de impresionar la retina. Su diámetro oscila entre 1mm (miosis), y 4 mm (midriasis), aproximadamente. La abertura de este orificio la controla el iris, y podemos decir que es el elemento por donde penetran los rayos luminosos hacia el interior del ojo (viene a ser el diafragma de una cámara fotográfica).
- **Cristalino:** si la pupila ejercía las funciones de diafragma en una cámara fotográfica, el cristalino es el objetivo de la misma. Esta formado por una lente biconvexa, transparente e incolora, situada tras el iris y encapsulada por una membrana fuertemente ligada al cuerpo ciliar. Esta membrana elástica cambia su forma para enfocar automáticamente los objetos que son impresos en la retina.
- **Retina:** Es la túnica interna posterior del ojo constituida por una membrana nerviosa, (prolongación del nervio óptico) impregnada de elementos fotosensibles a la luz. Tiene la función de recibir y transmitir las imágenes o impresiones visuales (recibidas a través de la pupila y enfocadas por el cristalino), y contiene una delicada película de células fotosensibles, conos y bastones, que divergen del nervio óptico y que están en la parte externa de la retina, próximas a la capa pigmentada. Las imágenes impresas en la retina están dispuestas al revés (negativo), será el cerebro, a través del nervio óptico el encargado de ponerlas en la posición real.
- **Mácula:** Mancha amarilla situada en el polo posterior de la retina, sobre el eje óptico, donde se produce la fijación nítida y precisa de detalles y colores. En su centro, se encuentra la fóvea: una pequeña cavidad formada exclusivamente por conos. Para ver con nitidez un objeto hay que mirarlo de tal forma que los rayos luminosos procedentes del mismo converjan exactamente en la fóvea.
- **Punto ciego:** Punto de la retina por donde el nervio óptico conduce las impresiones visuales, imágenes o sensaciones de luz al cerebro. En este punto no hay fotorreceptores y, por consiguiente, un estímulo no produce reacción.
- **Conos:** Células fotosensibles de la retina o fotorreceptores que se encuentran principalmente en la fóvea. Son muy sensibles a los colores y casi insensibles a la luz. De ahí que cumplan la función de discriminar los detalles finos y la de percibir los colores.

- Bastones: Células fotosensibles de la retina o fotorreceptores que se encuentran sólo fuera de la fóvea y más concentrados en la periferia. Son muy sensibles a la luz y al movimiento, y casi insensibles al color. A medida que nos alejamos del centro del nervio óptico (fóvea), van disminuyendo los conos y van apareciendo los bastones. En la periferia del ojo prácticamente no quedan conos y los fotorreceptores estarán formados exclusivamente por bastones.

7.2. Consecuencias prácticas de la función de conos y bastones

Cuando miramos un espacio iluminado con poca luz (menos de 0.25 cd/m^2), en la penumbra de la noche, por ejemplo, la agudeza visual es baja. Los conos necesitan mucha luz para efectuar su función, porque no actúan los conos y no se distinguen los colores ni los detalles. A esta visión nocturna se le llama escotópica y en ella actúan los bastones que captan con gran sensibilidad la mayor o menor cantidad de luz y el movimiento de los objetos.

Ello justifica que en algunos alumbrados públicos de avenidas, carreteras y grandes superficies se efectúe el alumbrado con lámparas de vapor de sodio a baja presión que reproducen mal los colores, pero aportan gran cantidad de luz.

Por el contrario, con luz diurna o cuando el nivel de iluminación se eleva lo suficiente, los objetos se ven con precisión y detalle, distinguiéndose asimismo los colores porque actúan principalmente los conos. A la luz diurna se la llama visión fotópica. En este caso la cantidad de luz exige ir acompañada de calidad, pues sólo la cantidad produciría irritabilidad en los ojos y deslumbramientos muy molestos.

7.3 Tipos de visión

Existen dos tipos fundamentales de visión, dependiendo del nivel de iluminación existente:

- Visión central: cuando el nivel de iluminación es suficientemente elevada, pueden actuar los conos (que recordemos que necesitan mucha luz, pero cuando esta es suficiente, nos dan la mejor visión). Al estar situados en el centro del eje ocular (fóvea), de forma inconsciente, nuestra visión se adaptará para que los rayos luminosos incidan en la fóvea, es decir frontalmente.
- Visión periférica: cuando el nivel de iluminación es bajo, los conos prácticamente son inservibles, entonces actuarán los bastones, que aunque no proporcionan una visión de contrastes ni colores, nos permiten ver en estas condiciones de poca iluminación. Como los bastones están situados en la periferia del ojo, nuestra visión se adaptará a la misma, incidiendo los rayos luminosos de forma que lleguen a los bastones.

Consecuentemente con lo expuesto existen, tres formas o niveles de iluminación que determinan otras tantas formas de visión.

- Visión escotópica: en este tipo de visión, el nivel de iluminación es muy bajo (menor de 0.25 cd/m^2). Los conos no pueden efectuar su misión, que es encargada a los bastones. La visión que corresponderá a esta iluminación será la periférica. No se distinguirán colores ni contrastes, siendo una visión pobre.
- Visión fotópica: cuando el nivel de iluminación es igual o superior a 3 cd/m^2 , los conos pueden efectuar su función sin problemas. En este caso para que los rayos puedan incidir sobre los conos la visión será central. El color y los contrastes se observarán con claridad, siendo la mejor visión que poseemos.

- **Visión mesópica:** cuando los niveles de iluminación están comprendidos entre las 0.25 cd/m^2 , y las 3 cd/m^2 , la visión resultante es una media de las dos anteriores. Dependiendo de la proximidad de una u otra actuarán los bastones o los conos dando visiones periféricas o centrales respectivamente. El nivel de visión será pues un valor intermedio entre la visión escotópica y la visión fotópica.

7.4 Formación de imágenes y símil con cámara fotográfica

De lo expuesto hasta el momento se deduce que la luz llega a la córnea, pasa a través de ella, y llega hasta el iris. El iris, mediante la abertura de la pupila, controla la cantidad de luz que se refracta a través del cristalino (que hace las veces de objetivo) para incidir finalmente en la retina, donde el pigmento fotosensible de los fotorreceptores la registran en imágenes invertidas. Una vez recibidas y formadas las imágenes en la retina, a través del nervio óptico, son enviadas al cerebro, que se encarga de interpretarlas y rectificar su posición.

Nuestro ojo pues, trabaja de forma parecida a una cámara fotográfica, siendo grande su similitud. La siguiente gráfica nos muestra los elementos duales entre nuestro ojo, y los componentes electrónicos de una cámara fotográfica.

Cuando la adaptación, acomodación y agudeza visual del ojo son incorrectas ópticamente, se pueden corregir mediante lentes correctoras adecuadas a cada anomalía.

Ojo humano	Cámara fotográfica
Cristalino (controla acomodación)	Objetivo (ajusta distancia entre objetivo y película)
Pupila (controla adaptación)	Diafragma-obturador (adapta exposición y cantidad de luz)
Pigmento de los fotorreceptores	Emulsión de la película
Retina (crea las imágenes)	Película (crea las imágenes)

Tabla nº 1. Símil entre el ojo humano y los componentes de una cámara fotográfica.

7.5 Curva de sensibilidad del ojo

Solo las radiaciones con longitud de onda comprendidas entre los 380 nm y los 810 nm son transformadas por el ojo en luz. Fuera de esta gama el ojo no ve, es ciego y no percibe nada. Pero ¿ve el ojo, dentro de esta gama de longitudes, de igual forma?.

La respuesta es no. Como ya se vio al principio del capítulo, la luz del sol blanca (luz de las horas centrales del día), esta formada por los seis colores del arcoiris (rojo, naranja, amarillo, verde, azul y violeta), con longitudes de onda mayores que las del color rojo, las radiaciones ya no son transformadas en luz (radiaciones infrarojas). Lo mismo ocurre con radiaciones con longitudes de onda más pequeñas que el violeta, (radiaciones ultravioleta), que tampoco resultan visibles.

Nuestro ojo solo percibe la luz en esta estrecha franja de longitudes de onda, así que es normal, que en su posición central (aproximadamente a 555nm), se obtenga la mejor visión. A medida que nos separamos de esta longitud, el ojo aún ve, pero cada vez su rendimiento es menor.

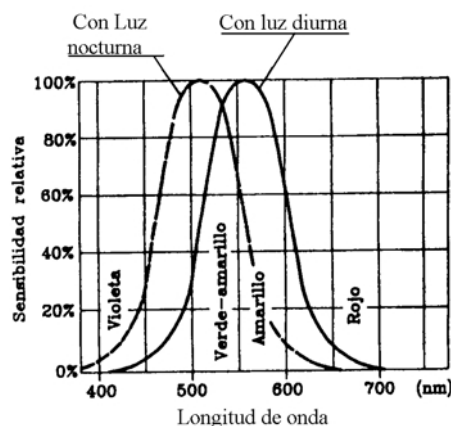


Figura nº 7. Sensibilidad del ojo humano a las radiaciones monocromáticas.

Pero veamos este efecto de forma más detallada. La luz blanca del medio día soleado (luz no saturada), es suma de todas las longitudes de onda del espectro visible. Si las hacemos llegar al ojo independientemente y con la misma energía, se obtiene una curva como la de la Figura anterior.

En ella se observa que para la luz blanca del día (fotópica), la máxima sensibilidad del ojo corresponde a la longitud de onda de 555nm y al color amarillo. La mínima sensibilidad corresponde a los colores rojo y violeta. De esta forma, las fuentes luminosas cuyas longitudes de onda corresponden al amarillo-verde son las que tienen más eficacia, aunque de peor calidad. De aquí que en locales con alto nivel de iluminación se realcen los colores naranja y rojo.

En el caso de la luz nocturna (escotópica), el máximo de sensibilidad se desplaza hacia longitudes de onda menores (505nm), este efecto se conoce como el efecto Purkinje, siendo de gran importancia a la hora de escoger la tonalidad de las lamparas. En estos casos, las radiaciones de menor longitud de onda (azul-violeta) producen mayor intensidad de sensación con baja iluminación. Este efecto es de gran importancia cuando se proyectan locales con bajo nivel de iluminación en los que se ven mejor los colores azul y violeta

8. PRINCIPALES MAGNITUDES EMPLEADAS EN LUMINOTECNIA

Para realizar un correcto estudio luminotécnico, resulta fundamental, la definición de una serie de magnitudes que nos ayudarán en el estudio, y posteriores cálculos de los conceptos luminosos. Las principales magnitudes empleadas son: la intensidad luminosa, el flujo luminoso, la iluminancia y la luminancia, cuya definición, unidades y ecuaciones se exponen a continuación.

8.1. Intensidad luminosa

La intensidad luminosa es la densidad de luz que pasa por un pequeño ángulo sólido, en una dirección determinada.

La intensidad luminosa que irradia una fuente en una determinada dirección, es igual a la relación entre el flujo luminoso contenido en un ángulo sólido cualquiera cuyo eje coincide con la dirección considerada y el valor de dicho ángulo sólido expresado en estereorradianes. Su símbolo es I , su unidad es la candela (cd), y tiene por expresión:

$$I = \frac{\Phi}{\omega}$$

La intensidad luminosa no se distribuye por igual en el espacio debido a que las fuentes no son puntiformes, las ampollas influyen en la desviación de algunos rayos, y el casquillo intercepta un sector importante de rayos luminosos. Por ello, la forma más sencilla de hallar la distribución de la luz emitida por una fuente es representar gráficamente dicha distribución mediante las curvas fotométricas.

La medida de intensidad luminosa se efectúa con el goniómetro. Las unidades fotométricas se basan en el brillo de un radiador integral o cuerpo negro a la temperatura de radiación del platino, 2.042 °K.

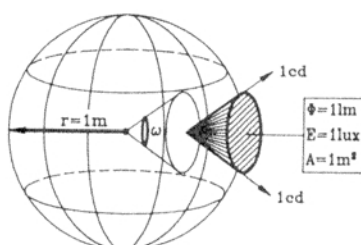


Figura nº 8. Ángulo sólido. Relación entre flujo e intensidad luminosa.

Un cuerpo ópticamente negro es aquel que absorbe toda la potencia radiante incidente. O inversamente, un cuerpo negro a una temperatura constante radia mayor potencia total y más potencia por unidad de longitud de onda (a cualquier longitud de onda dada) que cualquier otro manantial incandescente de la misma superficie a igual temperatura. De ahí que la candela como unidad de intensidad, se define como 1/60 de la intensidad luminosa por centímetro cuadrado del cuerpo negro a la temperatura de solidificación del platino de 2.042°K.

8.2. Curvas fotométricas

Una vez representadas las distribuciones luminosas de una lámpara, si se unen los puntos de intensidades iguales, se obtienen unas curvas denominadas curvas fotométricas. Para la obtención de estas curvas será necesario realizar pruebas experimentales, mediante ensayos realizados en los laboratorios.

Las intensidades luminosas que parten del centro de la fuente se miden en diversos ángulos alrededor de la misma y se unen los puntos de igual intensidad. Como resultado se obtiene un volumen como el mostrado en la Figura, que recibe el nombre de sólido fotométrico.

El dibujo tridimensional del sólido fotométrico es poco práctico, empleándose la curva que se obtiene al pasar un plano vertical por el eje longitudinal CC y otro por el eje transversal AB. Cuando la distribución sobre estos planos es simétrica respecto al eje axial vertical YY', bastará con dibujar un semiplano y una sola semicurva de intensidad luminosa. En el caso de no existir simetría resultará necesario dibujar todo el plano vertical sobre el eje CC y dos curvas de intensidad luminosa, una para el eje longitudinal CC y otra para el eje transversal AB, como en la figura.

Así, mediante la curva fotométrica de una fuente se puede determinar con exactitud su intensidad luminosa en cualquier dirección. Esta curva la dan los fabricantes de lámparas referida a 1.000 lúmenes y resulta imprescindible para efectuar los cálculos de alumbrado mediante el método de punto por punto.

8.3. Flujo luminoso

Se denomina flujo luminoso o potencia luminosa de una fuente, a la energía radiada que recibe el ojo medio humano según su curva de sensibilidad y que transforma en luz durante un segundo.

Se representa por la letra griega Φ , su unidad es el lumen (lm), que corresponde a la potencia de 1/680 W emitidos a la longitud de onda de 550 nm, que corresponde a la máxima sensibilidad. En el Sistema Internacional de unidades (SI), se define el lumen como el flujo luminoso emitido en un ángulo sólido de un esterradián por una fuente puntual uniforme que situada en el vértice del ángulo sólido tiene una intensidad luminosa de una candela ($1 \text{ lm} = 1 \text{ cd} \cdot 1 \text{ sr}$).

El flujo luminoso que produce una fuente de iluminación es la cantidad total de luz emitida o radiada, en un segundo, en todas las direcciones. Obsérvese que aquí no hay una dirección determinada para su evaluación, como sucede con la intensidad luminosa. La medida de flujo se efectúa en laboratorio mediante la esfera de Ulbricht. Los fabricantes dan el flujo de las lámparas en lúmenes para la potencia nominal, o bien, el rendimiento luminoso en lm/W.

8.4 Nivel de iluminación. (Iluminancia)

El nivel de iluminación o iluminancia de una superficie es la relación entre el flujo luminoso que recibe la superficie y su área. Se simboliza por la letra E, y su unidad es el lux (lx)

$$E = \frac{\Phi}{A} [\text{lux}]$$

Donde E es el nivel de iluminación en lux (lx), Φ es el flujo de la lámpara en lúmenes (lm) y A, es el área de la superficie en metros cuadrados.

Según el SI de unidades, el lux se define como la iluminancia de una superficie que recibe un flujo luminoso de un lumen, uniformemente repartido sobre un metro cuadrado de superficie ($1 \text{ lx} = 1 \text{ lm}/1 \text{ m}^2$). Es decir si un lumen incide sobre un metro cuadrado, decimos que el nivel de iluminación sobre ese metro cuadrado es de un lux.

Los niveles de iluminación son el punto de partida para el cálculo del alumbrado y vienen tabulados, según las normas de Electrotecnia y Tecnológicas de la Edificación, en función de la tarea a realizar en la estancia objeto de cálculo.

8.5 Ley inversa del cuadro de la distancia

Desde antiguo se ha comprobado que las iluminancias producidas por las fuentes luminosas disminuyen inversamente con el cuadrado de la distancia desde el plano a iluminar a la fuente.

Esta condición se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$E = \frac{I}{d^2} [\text{lux}]$$

Donde E es el nivel de iluminación en lux (lx), I es la intensidad de la fuente en candelas (cd), y d es la distancia de la fuente al plano receptor perpendicular (m).

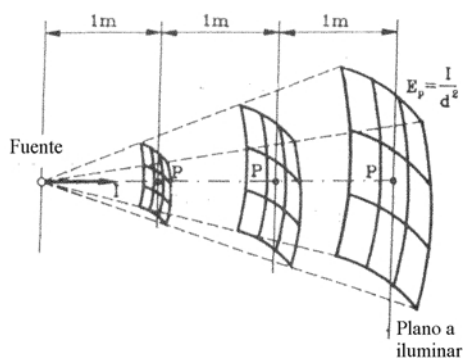


Figura nº 9. Ley inversa del cuadrado de la distancia.

Esta ley se cumple cuando se trata de una fuente puntual de superficies perpendiculares a la dirección del flujo luminoso y cuando la distancia de la luminaria es cinco veces mayor a la dimensión de la luminaria. Para fuentes luminosas lineales, la citada fórmula solo da una aproximación.

8.6. Ley del coseno

Si la superficie no es perpendicular a la dirección de los rayos luminosos, la Ecuación del nivel de iluminación hallada anteriormente hay que multiplicarla por el coseno del ángulo β , que forman la normal a la superficie con la dirección de los rayos luminosos.

La fórmula a aplicar para estas nuevas condiciones es:

$$E = \frac{I}{d^2} \cos \beta$$

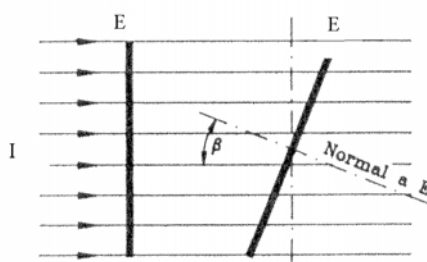


Figura nº 10. Aplicación de la ley del coseno.

8.7. Luminancia o brillo

Se denomina luminancia al efecto de luminosidad que produce una superficie en la retina del ojo, tanto si procede de una fuente primaria que genera luz, como si procede de una fuente secundaria o superficie que refleja luz.

La luminancia mide el brillo de las fuentes luminosas primarias y de las fuentes que constituyen los objetos iluminados. Este término ha sustituido a los conceptos de brillo y densidad de iluminación aunque como concepto nos interesa recordar que el ojo no ve colores, sino brillo, como atributo del color. El brillo es una propiedad objetiva medible tomando como referencia del cuerpo negro.

La luminancia de una superficie iluminada es la relación entre la intensidad luminosa en una dirección dada y el área proyectada (aparente) de la superficie real iluminada.

El área proyectada, es la vista por el observador en la dirección a la intensidad luminosa. Se calcula multiplicando la superficie real iluminada por el coseno del ángulo que forma su normal con la dirección de la intensidad luminosa.

$$L = \frac{I}{\cos \beta} \left[\text{cd} / \text{m}^2 \right]$$

Se representa por la letra L y su unidad es la candela/metro cuadrado (cd/m^2)

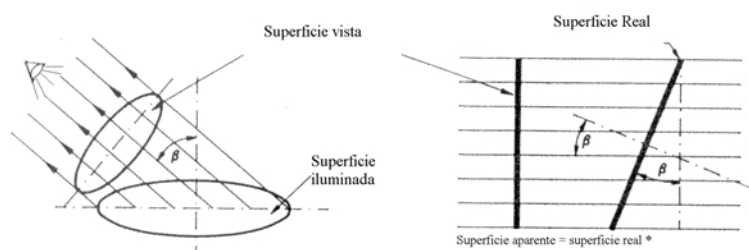


Figura nº 11. Luminancia de una superficie.

La luminancia es independiente de la distancia de observación. A igual iluminación, los objetos tienen luminancias distintas, ya que poseen distinto poder de reflexión de la luz. Estas diferentes luminancias son las que percibe el ojo.

9. EL COLOR

El color es una interpretación subjetiva psicofisiológica del espectro electromagnético visible.

Las sensaciones luminosas o imágenes que se producen en nuestra retina, al enviarlas al cerebro, son interpretadas como un conjunto de sensaciones monocromáticas componentes que constituyen el color de la luz.

El sentido de la vista no analiza individualmente cada radiación o sensación cromática. A cada radiación le corresponde una denominación de color, según la clasificación del espectro de frecuencias indicado en la Figura.

Es importante indicar que distinguimos a los objetos por el color asignado según sus propiedades ópticas, pero en ellos ni se produce ni tienen color. Lo que sí tienen son propiedades ópticas de reflejar, refractar y absorber los colores de la luz que reciben, es decir: el conjunto de sensaciones monocromáticas aditivas que nuestro cerebro interpreta como color de un objeto depende de la composición espectral de la luz con que se ilumina y de las propiedades ópticas que posea de reflejarla, refractarla o absorberla.

Fue Newton, el primero en descubrir la descomposición de la luz blanca en el conjunto de colores que forman el arco iris. Al hacer pasar un haz de luz blanca a través de un prisma obtuvo el efecto que se indica en la Figura.

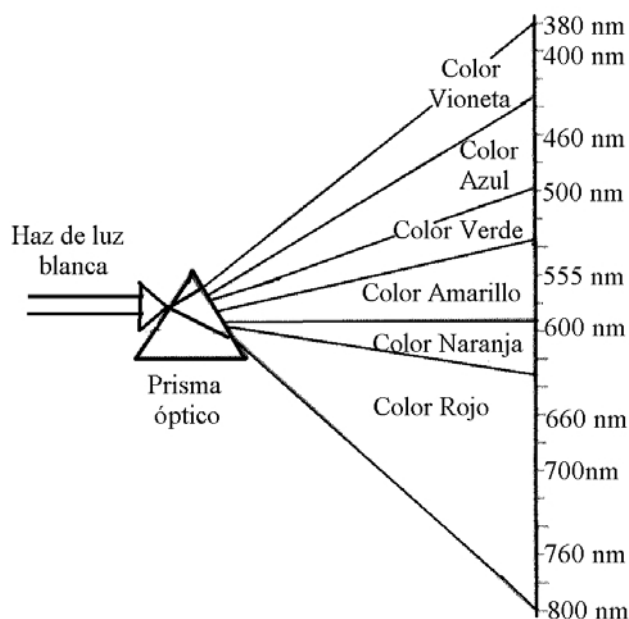


Figura nº 12. Descomposición de la luz blanca en el espectro del arco iris.

9.1. Clasificación de los colores según el diagrama cromático

La evaluación subjetiva de las superficies de los objetos, tal y como son percibidas por el ojo, se interpretan en función de los atributos o cualidades de color. Estas son:

- Tono o matiz: dependiendo de la longitud de onda de las radiaciones que reciba un cuerpo, ese emitirá una tonalidad adecuada a la radiación recibida. Así si la radiación corresponde al negro, veremos el cuerpo negro, si por el contrario las radiación corresponde al espectro azul, entonces veremos el cuerpo azul. Pero no es suficiente con la tonalidad, hace falta otros factores par definir un color.
- Luminosidad: Varía de muy débil a muy brillante. Con una gran luminosidad prácticamente veríamos todos los objetos blancos, en cambio con una luminosidad baja la apreciación sería de color oscuro. Un ejemplo de la importancia de la luminosidad lo representa cuando intentamos diferenciar entre los colores azul marino y negro, con poca luz, parecen iguales.
- Saturación: La proporción en la que un color está mezclado con el blanco. El sol en su zenit no esta saturado (la mezcla de colores es la adecuada), en cambio en la puesta o en el amanecer se produce una saturación de los colores cálidos, y entonces el sol adquiere tonalidades amarillas o rojas (existe saturación).

Para evitar la evaluación subjetiva del color existe el diagrama cromático en forma de triángulo, aprobado por la CIE, que se emplea para tratar cuantitativamente las fuentes de luz, las superficies coloreadas, las pinturas, los filtros luminosos, etc.

9.2. Temperatura de color

Un cuerpo negro emite una radiación con una longitud de onda determinada, que dependerá de su temperatura. A la curva que define esta temperatura de color del cuerpo negro, se le denomina T_c .

Todos los cuerpos que este influido por una radiación que en él incida a una temperatura determinada, responderán acumulando parte de esta radiación (como más negro sea el cuerpo más radiación absorberá, por el contrario los cuerpos con tonalidades claras, prácticamente no absorben radiación). Si se vuelve a aplicar al cuerpo negro la temperatura en la que recibió la radiación, éste devolverá la radiación (o parte de ella) en forma de color.

Para hallar la temperatura de color de una fuente luminosa, se comprara la misma con la del cuerpo negro que presenta el mismo color que la fuente analizada. Es decir ponemos en funcionamiento la lámpara a probar. La radiación o tonalidad que esta emite, se compara con la tonalidad que adquiere el cuerpo negro patrón por variación de la temperatura del mismo. Una vez el cuerpo negro ha alcanzado la tonalidad más parecida a la lámpara de prueba (por medios informáticos o tradicionales se comparan las tonalidades de color), se mide su temperatura de color y está es la que se asignará a la lámpara de prueba.

Existe una graduación de los colores en función de su temperatura:

- Colores fríos: pertenecen a esta denominación los colores verde, azul, y violeta. Sus temperaturas de color están por encima de los 5000°K.
- Colores intermedios: pertenecen a este grupo, colores como el amarillo, y algunas tonalidades del verde. La temperatura de color se encuentra entre los 3300°K y los 5000°K.
- Colores cálidos: pertenecen a este grupo, los colores rojo y naranja. La temperatura de color es inferior a los 3300°K.

Puede parecer un contrasentido hablar de colores cálidos cuando sus temperaturas de color son bajas; y de colores fríos, cuando sus temperaturas de color son muy altas. Para entender este fenómeno nos basaremos en el ejemplo que nos proporciona el sol:

- Cuando el sol esta en su zenit (proporciona más calor, por tanto, más temperatura de color), las tonalidades que emite son blancas o azuladas, es decir esta poco saturado.
- Cuando el sol esta declinando (proporciona menos calor, por tanto, menos temperatura de color), las tonalidades que emite son amarillas o anaranjadas. Esta saturado de estos colores.

Por tanto los colores cálidos son los que disponen de menos temperatura, mientras que los colores fríos, alcanzan altas temperaturas.

Un problema que surge a la hora de asignar la temperatura de color a las lámparas de descarga, es el siguiente:

- Sí las lámparas son de incandescencia, la temperatura de color hallada por comparación con el cuerpo negro ideal será la correcta. Puede hablarse de temperatura de color.
- Sí las lámparas son de descarga (vapor de sodio, o de mercurio, por ejemplo), nunca el cuerpo negro, que funciona por incandescencia, podrá dar la tonalidad exacta de estas lámparas. Entonces se habla de temperatura de color aproximada o temperatura de color corregida.

La temperatura de color define únicamente el color (tono) de la luz, pero no su composición espectral. En la siguiente tabla se han detallado algunas de las temperaturas de color correspondientes a lámparas frecuentemente usadas. También se ha tabulado las temperaturas de color correspondientes al cielo, en diferentes condiciones atmosféricas. Finalmente en la última columna se detallan los índices de reproducción de las propiedades cromáticas (se explicará su efecto en el próximo apartado),

de las mismas lámparas. Nótese que no existe una relación directa entre temperatura de color e índice de reproducción cromática.

Fuentes luminosas	T _c (°K)	IRC
Cielo azul	10.000 a 30.000	85 a 100
Cielo nublado	7.000	85 a 100
Luz solar día	6.000	85 a 100
Lámparas descarga (excepto Na):		
- Luz día (halogenuros)	6.000	96 a 100
- Blanco neutral	3.000 a 5.000	70 a 84
- Blanco cálido	Menos de 3.000	40 a 69
Lámpara descarga (valor de Na)	2.900	Menos de 40
Lámpara incandescente	2.100 a 3.200	85 a 100
Lámpara fotográfica	3.400	85 a 100
Llama de vela o de bujía	1.800	40 a 69
Valores aproximados. Para valores actualizados consultar con los fabricantes de lámparas		

Tabla nº 2. Temperaturas de color e índice de reproducción cromática de algunas lámparas.

9.3. Índice de reproducción cromática

Sabemos que dos lámparas pueden tener el mismo color producido por una combinación de radiaciones monocromáticas de propiedades distintas, entonces se concluye que tendrán igual temperatura de color. Pero esta magnitud no es suficiente para determinar por completo la iluminación de un objeto. Falta saber su calidad, y este parámetro es el que nos determina el índice de reproducción de sus propiedades cromáticas.

Es decir, un mismo objeto puede presentar aspectos distintos cuando se ilumina con dos lámparas de color e iluminación similares si tienen un índice de reproducción cromática distinto.

El índice de reproducción cromática se cuantifica tomando como referencia el aspecto cromático que presentan los cuerpos iluminados con la luz del cuerpo negro. Al someter un cuerpo de muestra a la luz que se quiere analizar, nos da el desplazamiento de color o índice de reproducción cromática que se produce. Éste puede alcanzar el valor máximo de 100, que se toma para la luz de referencia del cuerpo negro.

Existen dos fuentes patrones para deducir el índice de propiedades de reproducción cromática dependiendo de la temperatura de las lámparas a probar:

- Un cuerpo negro patrón (que se asemeje la más posible a un cuerpo negro ideal). Este patrón se usará con lámparas con temperaturas de color inferiores a los 5000°K.
- Para lámparas con temperaturas de color superiores a los 5000 °K, se utilizará el sol como fuente patrón de las propiedades cromáticas.

El índice de reproducción cromática condiciona la apreciación de los colores, de ahí que las lámparas deban tener un índice lo más próximo a 100 si queremos distinguir perfectamente los colores de los objetos. Esto debe ir acompañado de una temperatura de color lo más próxima a la de la luz blanca.

Un caso típico donde se aprecia la importancia de las propiedades cromáticas esta en la comparación de dos lámparas con temperatura de color parecida:

- Una lámpara incandescente, y una lámpara de vapor de sodio a baja presión, presentan temperaturas de color similares. En cambio el índice de reproducción de las propiedades cromáticas es de 100%, en las lámparas incandescentes, y por el contrario no alcanza el 10%, en las de vapor de sodio.
- Normalmente, y salvo raras excepciones, un aumento del índice de reproducción de las propiedades cromáticas, representa una disminución del rendimiento luminoso de las lámparas. Así, una lámpara de vapor de sodio a baja presión alcanza los 200 lúmenes/W, mientras que una lámpara incandescente no llega a los 20 lúmenes/W.

Por el contrario, dos lámparas pueden tener un índice de reproducción cromática y en cambio disponer de temperaturas de color muy diferentes (aquí la igualdad se produce en el término de la calidad y no en el de la tonalidad):

- Una lámpara incandescente, como se ha indicado, dispone de un IRC de 100. Su temperatura de color (unos 2500°K), le proporciona unas tonalidades cálidas.
- Una lámpara fluorescente, también dispone de un IRC, cercano a los 100, pero en cambio la luz que proporciona es de tonalidades frías (temperatura de color próxima a 5000°K).

CAPÍTULO XII. CENTRALES ELÉCTRICAS CONVENCIONALES

1. TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Una central eléctrica es una instalación capaz de transformar algún tipo de energía primaria (térmica, nuclear, solar, eólica, del mar, hidráulica, etc.), en energía mecánica, que a su vez producirá, mediante otra transformación, energía eléctrica apta para el consumo.

Sea cual sea la fuente de energía primaria utilizada, la generación de energía eléctrica pasa por el trabajo que estas fuentes primarias realizarán al girar los álabes o paletas de una turbina, que a su vez, harán girar una gran bobina situada en el interior de un campo magnético, generándose así electricidad. Este principio es común a la práctica totalidad de las centrales eléctricas, no obstante existen excepciones, como es el caso de las centrales eléctricas solares fotovoltaicas, ya que éstas no generan electricidad mediante la transformación de la energía mecánica, sino mediante la transformación directa de la energía luminosa de la radiación solar.

Es posible clasificar las centrales eléctricas actuales, en función de las materias primas energéticas utilizadas para la generación de energía primaria:

- Centrales hidroeléctricas: en este tipo de centrales es el agua la componente básica. Ésta, con corrientes naturales o artificiales, por efecto de un desnivel, transforma la energía cinética de la misma en energía mecánica, accionando un grupo de turbina-alternador, que dará lugar a la producción de energía eléctrica.
- Centrales térmicas clásicas: éstas centrales utilizan como materiales primarios los combustibles fósiles (carbón, fuelóleo, gas, etc.). Estos combustibles son quemados en una caldera, generándose así una energía calorífica que vaporiza el agua que circula por una serie de conductos. Este vapor de agua acciona las palas de una turbina, convirtiendo la energía calorífica en energía mecánica, la cual da lugar a continuación, y mediante el correspondiente alternador, a la generación de energía eléctrica.
- Centrales nucleares: estas centrales utilizan para la generación de la fuerza primaria la fisión de átomos de uranio por impacto de un neutrón, esta fisión provoca la liberación de una gran cantidad de energía, que calienta el fluido que circula por una serie de tubos, convirtiéndolo en un vapor que, a su vez, acciona un grupo turbina-alternador para la producción de electricidad.
- Centrales de energías renovables: aquí se engloban una serie de energías que cada vez con más ímpetu están entrando en el mundo energético actual. El sol, el aire, el calor latente de la tierra, el mar, o la biomasa; son ejemplos de estas tecnologías que se trataron en el capítulo II, que llevaba su nombre “Energías Renovables”.

En definitiva, se trata en todos los casos, de utilizar una fuente energética que, bien directamente (centrales hidráulicas, centrales eólicas, centrales maremotrices, ...), bien mediante la conversión de un fluido en vapor (centrales termoelectricas clásicas y nucleares), ponga en movimiento los álabes de una turbina, conectada a un alternador, y éste pueda producir la energía eléctrica esperada.

2. LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN ESPAÑA

En los inicios del sector eléctrico español, la mayor parte de las centrales estaban accionadas por motores térmicos de gas con bajo contenido calorífico. En otros casos se trataba de molinos u otras formas más rudimentarias de centrales eléctricas.

Los primeros datos fiables del sector eléctrico, corresponden a la primera estadística eléctrica oficial que se realizó a principios de siglo (1901). De acuerdo con sus datos, existían entonces 861 centrales eléctricas instaladas, con una potencia de 94MW, de la cual el 61% era de origen termoeléctrico y el 39% de origen hidroeléctrico.

En la actualidad, España cuenta con alrededor de 1.200 centrales eléctricas que suman una potencia de 50.200MW. De ellas, unas 900 son hidroeléctricas, con una potencia de unos 17.500MW, lo que supone el 34.9% de la potencia total; unas 190 son termoeléctricas clásicas (es decir, utilizan carbón, fuelóleo o gas) con una potencia de 24.500MW, el 48.8% del total; unas 9 son nucleares, con una potencia de unos 7.500MW, el 15% de la potencia total; y el resto son instalaciones eólicas, solares, de aprovechamiento de la biomasa, residuos sólidos urbanos, etc., con una potencia total de unos 580MW, el 1.2% de la potencia instalada.

La producción total de estas centrales ha finales de los años 90 ascendía a unos 190.000 millones de kW, de los cuales el 19.4% eran de origen hidroeléctrico, el 51.2% tenían origen termoeléctrico con combustibles y el 29.4% restante provenían de las fisiones nucleares. En estos porcentajes, la energía hidroeléctrica incluye la producción de las centrales eólicas y solares; y la energía termoeléctrica, incluye la generación de electricidad con residuos sólidos urbanos y con el resto de materiales empleados en la biomasa.

En suma, las centrales hidroeléctricas españolas utilizan actualmente, para generar electricidad, saltos de agua naturales o artificiales; las centrales térmicas convencionales utilizan: lignito, hulla, antracita, fuelóleo, gas natural y gas procedente de altos hornos siderúrgicos; y finalmente las centrales nucleares utilizan principalmente uranio. En cuanto a las centrales de energías renovables, las solares, utilizan la radiación directa del sol; la eólicas, la energía proporcionada por el viento; las centrales de biomasa, utilizan todo el potencial de la masa vegetal o de los residuos sólidos urbanos.

A mediados de los años 90, por ejemplo, las centrales eléctricas españolas disponían de una capacidad de embalse de agua en aprovechamiento hidroeléctricos, superior a los 50.000 hm³; Las centrales térmicas, utilizaron 31,5 millones de carbones (hulla, lignito y antracita), 1,8 millones de toneladas de fuelóleo, 1,251 hm³ de gas natural y siderúrgico; las centrales nucleares utilizaron 175 toneladas de uranio; Amén de energía solar, eólica, biomasa y residuos sólidos urbanos.

Desde las primeras centrales térmicas de gas, propias de finales del pasado siglo, hasta llegar a la estructura productiva de finales de este siglo, se ha recorrido un largo camino que ha permitido aprovechar cuantos combustibles y fuentes energéticas ha tenido España a su alcance, con los costes, las tecnologías y las garantías de suministro, que el país ha sido capaz de asumir.

En la actualidad, España posee un parque de instalaciones de generación de electricidad suficiente para garantizar la cobertura de las necesidades eléctricas del país; además este parque esta razonablemente diversificado, pues se basa en la utilización de un amplio abanico de materias primas energéticas; con un nivel tecnológico perfectamente comparable con el que posee el resto de las naciones de su mismo entorno social y económico; y compatible con los criterios internacionales en materia de conservación medioambiental.

España, no ha dejado escapar la oportunidad de incorporarse a las nuevas fuentes energéticas del futuro, las energías renovables, estando entre los primeros productores de energías renovables en sus más diversas vertientes (solar, eólica, biomasa, etc.), este es un sector con grandes posibilidades futuras, ya que además de seguro es respetuoso con el medio ambiente.

Como antes se ha señalado, el funcionamiento de todas las centrales eléctricas tiene unos fundamentos comunes. Sin embargo, cada tipo de central –dependiendo de la fuente energética que utiliza y de las tecnologías que incorpora- presenta características propias. Los apartados que siguen tienen por objeto, la descripción del funcionamiento básico de los diferentes tipos de centrales eléctricas en España.

3. LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas son quizás las centrales más conocidas, dado que muchas presas están surcadas por vías de comunicación. Estas centrales aprovechan, mediante un desnivel, la energía potencial contenida en el agua que transportan los ríos, o que ha sido almacenada previamente en una presa, para convertirla en energía mecánica que accionara los álabes de una turbina, y que posteriormente mediante un acoplamiento mecánico solidario al alternador, generará energía eléctrica.

Existen diferentes formas de aprovechar el potencial contenido en el agua, así nace la primera clasificación de las centrales eléctricas:

- Centrales fluyentes: en zonas con climas húmedos, suelen existir ríos con caudales abundantes y regulares a lo largo del año. En tales casos, la energía potencial del agua puede ser aprovechada directamente, sin necesidad de embalsarla previamente o bien utilizando un embalse muy reducido. En España son raras estas centrales dado lo irregular de nuestro clima y la poca abundancia de grandes ríos con caudales abundantes.
- Centrales de regulación: estas son las centrales más habituales. Cuando los ríos no aportan suficientemente agua, o su caudal es muy irregular, para aprovechar las estaciones lluviosas, se construyen presas que permitan acumular el agua sobrante, y distribuirla de forma regular en las épocas secas. Se forma así un embalse o lago artificial, del que se puede generar un salto para liberar la energía potencial de la masa de agua y transformarla en energía eléctrica.

Si se atiende a la estructura de la central propiamente dicha, se pueden distinguir esquemas muy diferentes de emplazamientos hidroeléctricos. Las características topográficas, geológicas y climáticas del lugar donde se asienta la central, condicionan en gran medida dicho esquema. No obstante, todos ellos pueden ser reducidos a dos modelos, teniendo presente que cada emplazamiento individual suele ser una variante de uno de ellos o la combinación de ambos:

- Aprovechamiento por derivación de las aguas: consiste básicamente en desviar las aguas del río, mediante una pequeña presa, hacia un canal que las conduce, con una pérdida de nivel lo menor posible, hasta un pequeño depósito, llamado cámara de carga. De esta cámara arranca una tubería forzada que conduce el agua hasta la sala de máquinas de la central. Posteriormente, el agua es restituida al río, aguas abajo, utilizando un canal de descarga. Este es el sistema más empleado en las centrales fluyentes, aunque en las centrales de regulación, en ocasiones también existen estos canales laterales.
- Aprovechamiento por acumulación de las aguas: consiste en constituir una presa de determinada altura en un tramo del río que ofrece un apreciable desnivel. El nivel del agua se situará entonces en un punto cercano al extremo superior de la presa. Este es el método más empleado para las centrales de regulación. Con este método las tomas de agua se sitúan en la parte media de la presa, para así aprovechar todo el potencial de la masa acumulada. En la base inferior, aguas debajo de la presa, se sitúan la sala de máquinas, con el grupo o grupos turbina-alternador. La central asociada a este tipo de aprovechamiento suele recibir el nombre de central de pie de presa.

Conviene señalar que esta doble división entre centrales fluyentes y centrales de regulación, por un lado; y aprovechamientos por derivación y aprovechamientos por acumulación, por otro, no son excluyentes. Es decir, hay aprovechamientos por derivación que tienen carácter fluyente y aprovechamientos por derivación del tipo de central con regulación. Son simplemente, dos maneras, basadas en criterios distintos, de caracterizar la mayor parte de las centrales hidroeléctricas.

3.1. Componentes De Una Central Hidroeléctrica Del Tipo Regulación

Los componentes básicos que forman una central hidroeléctrica de tipo regulación son pocos, aunque de una importancia capital. A continuación se exponen los más importantes, indicándose sus características técnicas principales.

■ La presa

En la mayoría de las centrales hidráulicas, la presa es el elemento principal. Su configuración depende en gran medida de las características geológicas y topográficas del terreno y del curso de agua sobre el que se halla asentada, lo que da lugar a soluciones distintas que, a su vez, se materializan en presas diferentes para las mismas necesidades.

No obstante, y tomando como criterio las características de los muros de la presa, se suele simplificar la clasificación englobándolas en dos grandes tipos, de los cuales se derivan todas ellas: las presas de gravedad y las presas de bóveda.

Presas de gravedad: en estas presas la contención de agua se consigue por el propio peso del mundo de la presa. Debido al gran volumen empleado en su construcción, estas presas no suelen presentar alturas muy grandes, y suelen estar asentadas en terrenos con colinas poco importantes. La mole de esta pared, es a veces tan grande, que permite economizar materiales de construcción sin afectar a la seguridad de la instalación. Se dice, entonces, que es una presa de gravedad aligerada. La rectitud de estas presas y el gran espesor de las paredes de las mismas, suelen ser el signo que las identifica.

Presas de bóveda: en este caso la contención de las aguas y la estabilidad del muro se consiguen merced al empuje, que los dos extremos del arco formado por la presa, ejercen sobre las paredes laterales de la roca sobre la que se asienta. Estas presas suelen tener grandes alturas, no presentando espesores muy grandes. Para ser posible su construcción, es necesario que existan vertientes montañosas con rocas de excelente calidad para asegurar un buen asentamiento de los laterales de la presa. Esto hace que estas presas normalmente se hallen en zonas montañosas donde esta geología es más frecuente. La forma característica de la curva de la bóveda y su gran altura, es un signo inequívoco de este tipo de centrales.

■ Aliviaderos y tomas de Agua

Los aliviaderos son una de las partes más importantes de toda central hidroeléctrica, ya que son las compuertas que liberaran en situaciones de emergencia parte del agua que está retenida por la presa sin que ésta pase previamente por la sala de máquinas. Se encuentran generalmente en la pared principal de la presa y pueden ser de fondo o de superficie.

Las operaciones de alivio suelen llevarse a cabo cuando existe peligro de grandes avenidas en el río, o cuando es necesario cubrir las necesidades de riego aguas debajo de la presa. Uno de los problemas más importantes en el diseño de los mismos, es el de evitar que el agua, al quedar liberada con una gran energía después del salto a la que ha sido sometida, pueda causar daños en su caída a los terrenos situados aguas debajo de la presa. Si no se tomarán estas precauciones, el lecho del río inmediato a la presa, sufriría grandes destrozos, llagando a producirse infiltraciones de agua muy peligrosas, por tanto, los aliviaderos se construyen con un diseño que permita disipar la energía de caída del agua.

El diseño de los aliviaderos exige efectuar cálculos muy detallados y estudios previos sobre los posibles efectos destructivos del agua. Éstos suelen realizarse en modelos reducidos, aplicando posteriormente el factor de escala correspondiente. Para ello, se instalan habitualmente cuencos de amortiguación, acompañados en ocasiones de “dientes” fijados en determinados zonas del río, para romper (disminuir su capacidad energética mediante la fragmentación del chorro principal de agua), o guiar la corriente. Así se consigue una gran eficacia en la amortiguación de la energía caída. Para

regular la salida del agua por los aliviaderos, se utilizan compuertas metálicas de gran tamaño, las cuales deben disponer por seguridad, de abertura mecánica y eléctrica (como mínimo dos líneas eléctricas alimentarán estas compuertas, como medida de seguridad).

En la pared anterior de la presa (es decir, la que da al embalse), se instalan las tomas de agua. Desde estas tomas parten varias conducciones hacia las turbinas, estas conducciones serán las encargadas de llevar el agua hasta las turbinas. Finalmente para regular la cantidad de agua que ha de llegar a la sala de máquinas, se coloca en las tomas de agua, una serie de compuertas que permiten regular este flujo y unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños (ramas, troncos, etc.) puedan alcanzar la sala de máquinas y dañar las turbinas.

■ La Central Hidroeléctrica

La mayor parte de los componentes descritos hasta el momento son comunes a cualquier aprovechamiento hidráulico, independientemente de su posible finalidad. Ahora bien, si el embalse constituye un salto, es decir, si se trata de una instalación que utiliza el agua, entre otras cosas, para generar energía eléctrica, el aprovechamiento ha de poseer, además, una sala de máquina en la que se encuentran los equipos propiamente eléctricos de la central: los grupos turbina-alternador.

Según cuáles sean las características del salto de agua (su caudal y altura), las turbinas instaladas deberán de ser de uno u otro tipo. Las más utilizadas son las Pelton, con uno o varios inyectores, las Francis y las Kaplan. Cada una de estas turbinas es adecuada para unas determinadas condiciones de funcionamiento; así las turbinas Pelton, suelen instalarse en centrales con grandes saltos y caudales regulares; las turbinas Francis, en centrales de saltos intermedios con caudales variables; y las turbinas Kaplan, en instalaciones de poca altura y grandes variaciones de caudal.



Figura nº 1. Central hidroeléctrica con presa de bóveda.

En todos los casos, la turbina es solidaria respecto del eje del rotor del alternador, por lo que, cuando el agua presiona sobre los álabes de la turbina, se produce un giro en el rotor. Aparte con el rotor del alternador también gira un generador de corriente continua (excitatriz), que se utiliza para excitar los polos del rotor del alternador. Induciéndose así, en el estátor del alternador, una corriente eléctrica de alta intensidad y media tensión.

El alternador puede suministrar una potencia máxima nominal. Sin embargo, la potencia real de una central hidroeléctrica depende fundamentalmente del caudal y de la presión del agua para los que está diseñada la turbina, de acuerdo con las características del río y del emplazamiento.

3.2. Funcionamiento de una central hidroeléctrica

El funcionamiento de una central hidroeléctrica es básicamente el siguiente: por la acción de una presa construida en el lecho de un río, se acumula una cierta cantidad de agua formando un embalse. Esta agua poseerá una energía potencial que dependerá de la altura de la presa y del volumen de agua acumulada.

Con el fin de generar un salto, cuya energía potencial del agua se pueda transformar posteriormente en energía eléctrica, se sitúan tomas en aguas en el interior de la presa. Estas tomas están formadas por una boca de admisión, protegida por una rejilla metálica, y por una cámara de compuertas que controla la admisión del agua a una tubería forzada. Éstas tuberías tienen por fin llevar el agua desde las tomas hasta máquinas de la central, y normalmente atraviesa el cuerpo de la presa.

El agua, en la tubería forzada, transforma su energía potencial en cinética, es decir, adquiere velocidad, con lo cual al llegar a las máquinas, actúa sobre los álabes del rodete de la tubería, haciéndolo girar y perdiendo parte de esta energía. El rodete de la turbina está unido por un eje al rotor del alternador, que, al girar con los polos excitados por una corriente continua, induce una corriente alterna en las bobinas del estátor del alternador.

El agua, una vez ha cedido gran parte de su energía, es restituida al río, aguas abajo de la central, controlando que la energía residual de la misma no destruya el lecho del río (mediante cuencos de amortiguación, colocación de dientes rompientes, etc.). Solidario con el eje de la turbina y del alternador, gira un generador de corriente continua, llamado excitatriz, que se utiliza para excitar los polos del rotor del alternador.

De esta forma, en los terminales del estátor aparece una corriente alterna de media tensión y alta intensidad. Ésta corriente es convertida a continuación, mediante un transformador, en una corriente de baja intensidad y alta tensión para poder ser transportada en adecuadas condiciones físicas y técnicas (sin pérdidas), a los centros de consumo.

Normalmente, una central dispone de más de un grupo turbina-alternador. El conjunto de turbinas suele estar alojado en una sala de máquinas o edificio de la central propiamente dicho.

3.3. El Parque Hidroeléctrico Español

A finales de los años 90, unas 900 centrales hidroeléctricas formaban el parque hidroeléctrico español. Estas centrales en servicio, sumaban una potencia de unos 17.500 MW, lo que representaba el 24,9 % de la potencia total instalada. España es el cuarto país de la Unión Europea (UE) por su potencia hidroeléctrica instalada, por detrás de Francia, Italia y Suecia.

No obstante, y al revés de lo que ocurre generalmente con las centrales termoeléctricas clásicas y nucleares, en la hidroeléctricas no existe una relación tan directa entre la potencia instalada y la producción de electricidad, ya que ésta no solo depende de la primera, sino también, y muy fundamentalmente, del régimen de lluvias y del caudal de los ríos, es decir de la disponibilidad de agua.

Este problema es especialmente grave en España, con una pluviosidad muy irregular, que varía de manera muy acusada de unos años a otros y de unas zonas a otras del territorio nacional. La consecuencia inmediata de este hecho, es que los ríos no son, en general, ni muy largos ni muy caudalosos.

De las centrales hidroeléctricas existentes en España, 36 tienen una potencia individual superior a 100 MW y suman cerca de 11.000 MW, la cual supone el 61,7 % de la potencia hidroeléctrica instalada.

Las mejores ubicaciones, para la instalación de centrales hidroeléctricas han sido ya ocupadas por las centrales existentes, esto hace prever que en el futuro, el desarrollo hidroeléctrico español pase más por la calidad que por la cantidad. Este futuro podría centrarse en potenciar el papel cada vez más especializado que se encomienda a los aprovechamientos hidroeléctricos: hacer frente a las variaciones bruscas de la demanda eléctrica y suministrar energía en las “horas punta”. Esto se logrará mediante la ampliación, modernización y automatización de las centrales existentes, la recuperación o construcción de minicentrales eléctricas y, eventualmente, la instalación de nuevos grupos de bombeo.

Otra posibilidad, pasa por la cada vez más creciente necesidad de agua, tanto para abastecer las grandes ciudades como para el riego de zonas agrícolas. En este sentido, ya no sería la obtención de la electricidad la principal finalidad de la construcción de presas, sino que el bien tan preciado del agua, la relevaría. Esto significaría un empuje para la construcción de nuevos embalses, aunque cave advertir, eléctricamente hablando, que la construcción de centrales de este tipo, en nuevos emplazamientos, podría entrar en muchos casos en conflicto con otras formas de utilización del suelo y los recursos hidráulicos, o se realizaría a costes muy elevados que encarecerían notablemente la energía eléctrica obtenida.

3.4. Minicentrales hidroeléctricas

Las minicentrales hidroeléctricas han sido ampliamente explicadas en el capítulo destinado a la generación a las energías renovables, es por ello que en este apartado se darán solamente las características más importantes de estas minicentrales hidroeléctricas, dejándose los detalles, materiales, técnicas y generalidades, para el citado capítulo.

Las minicentrales hidroeléctricas suelen ser las centrales que no alcanzan potencias de 10000kW, es decir de 0.01MW. Estas centrales que en el inicio de la industria eléctrica española, y en general, de la mayor parte de países, fueron la base para la producción de electricidad en los pequeños núcleos urbanos, han recibido desde los inicios de los años 80, una especial atención por parte del sector eléctrico y de la administración.

A mediados de los años 90, en España existían 1400MW de potencia instalados, con una generación aproximada de 5300KWh. España ocupa el tercer puesto en el ránquin de naciones productoras de energía eléctrica mediante minicentrales, por detrás de Alemania y Francia.

Las minicentrales hidroeléctricas están condicionadas por las características del lugar de emplazamiento. La topografía del terreno influye en la obra civil y en la selección del tipo de máquina.

- Centrales de canal de riego o abastecimiento: Dentro de estas se pueden distinguir dos tipos:
 - Con desnivel existente en el propio canal: se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada, que conduce el agua a la central, devolviéndola posteriormente al curso normal del canal.
 - Con desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano: en este caso la central se instala cercana al río y se aprovechan las aguas excedentes en el canal.



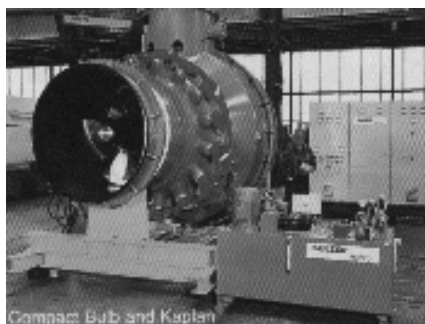
Figura nº 2. Minicentral hidroeléctrica fluyente.

A la hora de realizar un proyecto de una minicentral hidroeléctrica y dependiendo del tipo de emplazamiento, que determinará el caudal y la altura del salto, se definirá la potencia a instalar, así como, el tipo de miniturbina.

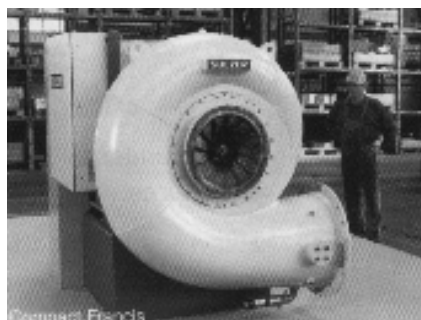
■ Tipos de miniturbinas

Existen varios tipos de miniturbinas, pero todas ellas pueden englobarse dentro de dos grandes tipos:

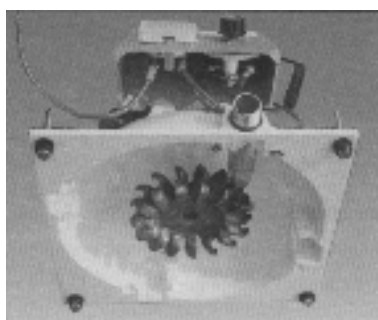
- De reacción: aprovechan la energía de presión del agua convirtiéndola a energía cinética en la turbina que acciona al alternador. Tanto en la entrada como en la salida, estas aprovechan la altura disponible hasta el nivel de desagüe. Ejemplos de estas turbinas son las turbinas Francis, y las turbinas Pelton.
- De acción: aprovechan la energía de presión del agua para convertirla en energía cinética en el estátor. Estas aprovechan la altura disponible hasta el eje de la turbina. Son de este tipo de turbinas las Pelton.



Turbina Kaplan



Turbina Francis



Turbina Pelton

Figura nº 3. Tipos de turbinas más utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos.

■ Ventajas e inconvenientes de las minicentrales hidroeléctricas

A modo de resumen, citaremos los motivos más significativos para potenciar las minicentrales:

- Aprovechamiento más racional de los ríos. Es decir, ríos que no se pueden aprovechar con grandes centrales, por lo costoso de sus infraestructuras o por el impacto medioambiental que estas producirían, son aprovechables con minicentrales sin mayores dificultades.
- Su instalación permite electrificar zonas alejadas de la red de distribución pública, que sin ellas quizás carecerían de esta energía, (potencias menores de 200kW o 300 kW).
- La tecnología es más fácil de mejorar en este tipo de minicentrales, esto augura unas perspectivas halagüeñas para estas instalaciones.

3.5. Centrales de bombeo

Las centrales de bombeo han sido ampliamente explicadas en el capítulo destinado a la generación a las energías renovables, es por ello que en este apartado se darán solamente las características más importantes de estas centrales, dejándose los detalles, materiales, técnicas y generalidades, para el citado capítulo.

Estas centrales se diferencian de sus homologas clásicas, desde el momento que disponen de dos embalses situados a diferente altura. En las horas del día en las que se registra una mayor demanda de energía eléctrica, las llamadas “horas punta” de la demanda, la central de bombeo opera como una central hidroeléctrica convencional: el agua almacenada en el embalse superior, en su caída, hará girar el rodete de turbina asociada a un alternador.

Sin embargo, una vez realizada esta operación, el agua no es restituida de nueva al río, como en las centrales hidroeléctricas convencionales, sino que se queda de nuevo almacenada por acción de una segunda presa que está situada en el embalse inferior. Esto permite que durante las horas del día en las que la demanda de electricidad se encuentran en sus niveles más bajos –las “horas valle”–, el agua almacenada en el embalse inferior puede ser bombeada al embalse superior para volver a realizar el ciclo productivo. Para ello, la central o bien utiliza grupos motor-bombas, o bien dispone de turbinas reversibles, de modo que éstas actúan como bombas y los alternadores como motores en esta operación.

La energía que se emplea para esta restitución de agua proviene de los excedentes producidos por las horas valle, ya que grandes centrales como las térmicas o nucleares, proporcionan gran cantidad de energía, pero no son regulables. Así en estos períodos de escasa demanda, y aún trabajando en sus mínimos, existen excedentes energéticos dados por estas centrales. Estos excedentes son aprovechados para bombear agua de la segunda presa a la primera, iniciándose de nuevo el ciclo.

En definitiva, las centrales de bombeo permiten aprovechar una producción de energía eléctrica que, de otro modo tendría que ser desperdiciada, colaborando además, a un mejor y más racional empleo de los recursos hidráulicos.

■ Tipos de centrales de bombeo

Existen dos tipos de centrales de bombeo básicas según la forma de funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario que se bombee previamente el agua, desde el embalse inferior hasta el superior, como condición indispensable para la producción de energía eléctrica.
- Centrales de bombeo mixto: en este tipo de centrales se puede producir energía indistintamente con o sin bombeo previo. Es decir cuando hay excedentes de agua la central funcionará exclusivamente como una central convencional, utilizando solo la presa superior. Mientras que con déficits de agua la central funcionará como una central de bombeo puro, sin verter el agua al río, sino aprovechando la presa inferior.

España cuenta actualmente con veinticuatro centrales hidroeléctricas de este tipo. Dieciséis son centrales de bombeo mixto y suman un total de 2.5000 MW de potencia instalada; las otras ocho son de bombeo puro y suman otros 2.500 MW de potencia, en total pues, la potencia instalada asciende a unos 5000MW.

Las mayores centrales de bombeo mixto en nuestro país proporcionan potencias instaladas del orden de los 800MW. Por su parte las centrales de bombeo puro, con potencias algo inferiores, alcanzan los 625 MW, en alguna de sus mayores unidades.

4. LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CLÁSICAS

Estas son las centrales más antiguas empleadas para la generación de energía eléctrica. Para la producción de energía utilizan combustibles fósiles, que son los que identifican a estas centrales, estos combustibles pueden ser sólidos (carbón), líquidos (fuelóleo, u otros derivados del petróleo), y gases. Es decir las centrales termoeléctricas clásicas o convencionales producen energía eléctrica a partir de la combustión del carbón, fuelóleo o gas en una caldera diseñada al efecto.

Se denominan clásicas o convencionales, para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares y solares, por ejemplo), las cuales, al igual que las clásicas, generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas y con tecnologías más recientes. Así cuando hablemos de combustibles fósiles y calderas, nos estaremos refiriendo a las centrales térmicas clásicas, mientras que sí los combustibles son el uranio o el sol, y los términos tecnológicos, los reactores, colectores solares, etc., las centrales serán de nueva generación (nucleares, solares, etc.).

Las centrales térmicas convencionales, todas ellas independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (fuelóleo, carbón o gas), disponen de un esquema de funcionamiento similar. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado a la caldera, y en el diseño de los quemadores de la misma, que varía según cuál sea el tipo de combustible empleado.

Por tanto todas las centrales térmicas clásicas poseen, dentro del propio recinto de la planta, de sistemas de almacenamiento de combustible (parque de carbón, depósitos de fuelóleo, etc.), que aseguren la disponibilidad permanentemente de una adecuada cantidad de materia prima.

Como las materias primas son diferentes, según el tipo de central, también las zonas de recepción y almacenamiento, disponen de características particulares, así podemos hallar:

- Centrales termoeléctricas con combustibles sólidos: en estas centrales, el mineral (hulla, antracita, lignito...), esta almacenado en los parques adyacentes a la central, desde donde es conducido, mediante cintas transportadoras a los molinos. Estos molinos trituran el mineral, pulverizándolo hasta quedar convertido en polvo, a fin de facilitar su combustión. De los molinos, el mineral pulverizado, es enviado a la caldera de la central, mediante chorros de aire precalentado. Finalmente, en la caldera, unos quemadores aptos para la combustión de sólidos pulverizados, realizarán su conversión en calor.
- Centrales termoeléctricas con combustibles líquidos: en estas centrales el combustible, normalmente fuelóleo, es almacenado en depósitos para líquidos. El transporte, hacia la caldera, se efectúa mediante un sistema de tuberías. Finalmente es precalentado para que fluidifique, e inyectado, con una temperatura y presión adecuadas, al interior de la caldera, donde unos quemadores adaptados a este fluido producirán su combustión.
- Centrales termoeléctricas de gas: en este tipo de centrales, el almacenamiento se realizara en depósitos herméticos a presión. Para el transporte hacia la caldera se utilizarán tuberías adecuadas para gases. Finalmente antes de entrar en la caldera, se proporcionará al gas las condiciones de presión y temperaturas más acordes, para, con los quemadores concebidos especialmente para quemar dicho combustible, obtener el máximo rendimiento energético.
- Centrales mixtas: por último, existen centrales termoeléctricas cuyo diseño les permite quemar indistintamente varios tipos de combustibles fósiles (carbón o gas, carbón o fuelóleo, etc.). Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas o policombustibles. Su rendimiento no es tan grande, como las específicas de un material, pero su versatilidad compensa su utilización.

Una vez en la caldera, la acción de los quemadores da lugar a la combustión del carbón, del fuelóleo o del gas, generando así energía calorífica. Ésta convierte, a su vez, en vapor de alta temperatura, el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos: uno de alta presión, uno de media, y uno de baja tensión, unidos por un mismo eje.

La constitución de los tres cuerpos de la turbina, son diferentes en función de la presión del vapor que a ellos accede. En el primer cuerpo, es decir en el de alta presión, hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo de media presión posee asimismo centenares de álabes, pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, dispone de menor número de álabes aunque de mayor tamaño que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que éste va perdiendo presión progresivamente. Por ello, los álabes de la turbina son de mayor tamaño a medida que se pasa de un cuerpo a otro de la misma.

Las minúsculas gotas de agua en suspensión que transporta el vapor, podrían ser lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles. Para evitar este fenómeno, y antes de entrar en la turbina, se disponen de deshumidificadores, que eliminan gran parte de esta humedad, entrando el vapor seco en la cámara de la turbina.

Una vez en la turbina, el vapor de agua a presión hace girar sus álabes, generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina antes mencionados, hace girar al mismo tiempo un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica. Esta es enviada a la red de transporte a alta tensión y con baja intensidad mediante el concurso de un transformador.

Una vez debilitada la presión del vapor, puede ser enviado a unos condensadores. Allí es enfriado y convertido de nuevo en agua. Ésta es finalmente conducida otra vez a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo puede volver a iniciarse. En muchas centrales termoeléctricas, este calor residual del vapor enfriado en los condensadores, no se desprecia, sino que se utiliza para las instalaciones de calefacción o agua caliente sanitaria.

La mayor parte de las centrales termoeléctricas disponen de torres de refrigeración, que mediante un circuito cerrado recogen el agua de refrigeración, calentada al enfriar el vapor en los condensadores. Estas torres disponen de una rejilla por las que se distribuye el agua en minúsculas gotas. Por convección hay un tiro de aire frío en el interior de la chimenea en sentido ascendente, y por otra parte están las gotas de agua de refrigeración en sentido descendente. Como resultado, se enfría esta agua que es recogida en la parte inferior de la torre, mientras que el vapor absorbido por el aire en su camino ascendente, es vertido directamente a la atmósfera por la parte superior de la chimenea. Todos estos circuitos de refrigeración, aunque llamados cerrados, deben incorporar un sistema para reponer el agua que se evapora en la torre.

4.1. Centrales termoeléctricas y medio ambiente

Los efectos de las centrales termoeléctricas clásicas sobre el medio ambiente tienen lugar fundamentalmente a través de las emisiones efectuadas a la atmósfera, como consecuencia del proceso de combustión, y por vía térmica.



Figura nº 4. Central termoeléctrica clásica.

■ Las emisiones atmosféricas. Nuevas tecnologías de combustión

Por lo que se refiere al primero de los aspectos citados, este tipo de contaminación consiste fundamentalmente en la emisión a la atmósfera de óxidos de azufre, de nitrógeno y de carbono, así como de partículas. No todas las centrales termoeléctricas tienen el mismo impacto medioambiental. Así por ejemplo, las centrales que utilizan gas no suponen la emisión de óxidos de azufre ni de partículas. Y las que utilizan fuelóleo no emiten partículas y tienen unas emisiones de óxidos de azufre muy inferiores a las de las centrales de carbón.

A comienzos de los años 70, la legislación medioambiental española estableció para cada central termoeléctrica unos límites específicos de emisiones de partículas, de óxidos de azufre y de óxidos nitrógeno. Ello condujo a la introducción masiva de sistemas de protección ambiental tales como separadores mecánicos, instalación de chimeneas de gran altura, etc., así como al desarrollo permanente de estudios de impacto y seguimiento medioambiental en dichas instalaciones.

Posteriormente, el incremento de la preocupación por la conservación del entorno y el desarrollo de políticas y normas comunitarias, a las cuales España tenía lógicamente que adaptarse, hicieron que el sector eléctrico se planteara la necesidad de promover reducciones adicionales en las emisiones de las centrales termoeléctricas clásicas. Ello condujo a la introducción de medidas tales como: utilizar en dichas instalaciones, mezclas de combustibles que reducen el impacto ambiental; incrementar el uso de gas natural; y aplicar nuevas tecnologías de reducción de emisiones y de combustión limpia de carbones.

Así, en el terreno de la retención de partículas, se ha generalizado la utilización de ciclones, precipitaciones electrostáticas y electrofiltros. Con algunos de estos nuevos sistemas, se llega a rendimientos de eliminación de entre el 95% y el 99%. Y se está empezando a desarrollar un sistema de combustión de carbón pulverizado a presión y alta temperatura que permite la fusión de las cenizas. Existe ya una planta piloto en Alemania.

En el terreno de la reducción de óxidos de azufre, cabe destacar el empleo de diferentes alternativas en la etapa de precombustión, tales como la combustión mixta de carbón y gas, el uso de carbones de mayor calidad, la desulfuración y lavado previo de combustible, o la conversión del carbón en otro combustible más limpio.

Por lo que a este último aspecto se refiere, hay soluciones tales como la gasificación de carbón, que utilizada en un ciclo combinado (es decir, mediante el empleo de una turbina de gas y una turbina de vapor). Este sistema permite una reducción de hasta el 99% en las emisiones de óxidos de azufre, una apreciable reducción de óxidos de nitrógeno y un importante incremento del rendimiento energético de la instalación, con lo que el nivel de emisiones por unidad de energía generada es mucho menor. En España, está ya en funcionamiento desde 1997, una de las instalaciones de gasificación de carbón con ciclo combinado más importantes del mundo con 335MW de potencia.

También se está ensayando la licuefacción de carbón, es decir, la conversión del carbón en una mezcla de combustible líquidos y gaseosos.

La reducción de emisiones de óxidos de azufre durante el proceso de combustión se consigue mediante la inyección, en las calderas convencionales, de absorbentes que fijan el azufre, o mediante la adopción de las nuevas tecnologías de combustión limpia de carbón, como lo es, la combustión en lecho fluidificado.

Esta tecnología consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes (de caliza, por ejemplo), a través de la cual se hace pasar una corriente de aire. Esta soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de un líquido en ebullición. Se consigue así una considerable reducción de las emisiones de óxidos de azufre (de entre el 60% y el 85%, dependiendo del tipo de lecho), y un aumento del rendimiento energético de la instalación. En España, existe una central de combustión en lecho fluido con 80 MW instalados, y hay algunas unidades más en desarrollo.

Finalmente, en la fase de combustión, empiezan a alcanzar una interesante difusión los diversos sistemas de desulfuración de los gases de combustión (vía húmeda, atomización/secado, sistemas de regeneración, utilización de cal o caliza, etc.). Estos sistemas están siendo ya aplicados en varios países y el sector eléctrico español ha desarrollado varios proyectos de investigación como paso previo a su aplicación en sus centrales termoeléctricas.

Por lo que se refiere a la reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno, las medidas más extendidas son la modificación de los quemadores de la central o la modificación de las condiciones de combustión.

Entre estas medidas, cabe citar la combustión con reducción del aire suministrado a los quemadores, el empleo de quemadores con bajos óxidos de nitrógeno, la reducción selectiva de óxidos de nitrógeno en los gases de combustión mediante inyección de amoníaco o catalizadores, etc. Los rendimientos de eliminación con estas medidas, oscilan entre un 20% y un 70%.

Finalmente, la reducción de las emisiones de óxidos de carbono supone en estos momentos el mayor reto ambiental de las instalaciones termoeléctricas. La vía más eficaz para conseguirlo es el incremento del rendimiento energético de dichas instalaciones, a fin de disminuir el nivel de emisión por unidad de energía generada.

Algunas de las nuevas tecnologías de combustión, que se acaban de mencionar, proporcionan importantes resultados en este terreno. Así, por ejemplo, las tecnologías de gasificación y de combustión de carbón en lecho fluido, asociadas a un ciclo combinado, permiten reducciones en las emisiones de óxidos de carbono de alrededor de un 20%. Y la tecnología de combustión de carbón pulverizado a presión permitiría disminuciones aún mayores.

Una nueva tecnología, asociada a las anteriores, haría posibles reducciones aun mayores en la emisión de óxidos de carbono. Se trate de las llamadas pilas de combustible, células electroquímicas que convierten directamente la energía química procedente de reacciones entre combustibles (generalmente gaseosos) y oxígeno en energía eléctrica. Este proceso de conversión directa reduce significativamente las pérdidas termodinámicas y mecánicas de energía en relación con los sistemas en los que esta conversión tiene lugar por medio de calentamiento intermedio y procesos mecánicos.

La principal ventaja medioambiental de estos sistemas es su bajo nivel de emisiones, por la alta depuración a la que se somete el gas combustible procedente de la gasificación del carbón que llega a la pila combustible, una depuración que es necesaria para garantizar la protección de los elementos de las pilas. La reducción neta de emisiones de óxidos de carbón con respecto a una planta de combustión de carbón pulverizado es de entre el 26 y el 44%; y el nivel de contaminantes disminuye casi en un 100% en relación con la producción convencional de energía. Esto se debe a que las pilas funcionan a temperaturas relativamente bajas, que no permiten la formación de óxidos de nitrógeno ni de óxidos de azufre.

■ Afluentes y vertidos químicos

Como se ha señalado anteriormente, el agua que utiliza la central, tras ser convertida en vapor y empleada para hacer girar la turbina, es enfriada en unos condensadores para volver posteriormente a los conductos de la caldera.

Para efectuar la operación de refrigeración, se pueden emplear las aguas de algún río próximo o del mar, a las cuales se transmite el calor incorporado por el agua de la central que pasa por los condensadores. Se trata, entonces, de sistemas de refrigeración en circuito abierto. La disipación de los afluentes de la central en tan gran cantidad de masa de agua, la cuidadosa selección de los puntos de vertido y el aprovechamiento de los calores residuales, permiten que la incidencia ambiental sea, en tales casos, nula o despreciable.

Sin embargo, si el caudal del río es pequeño, o no existe curso de agua suficiente en las proximidades de la central, se utilizan sistemas de refrigeración en circuito cerrado, mediante torres de refrigeración, o fin de evitar la contaminación térmica, estas han sido explicadas en este mismo apartado.

5. LAS CENTRALES NUCLEARES

Una central nuclear es una central termoeléctrica, es decir, una instalación que aprovecha una fuente de calor, para convertir en vapor a alta temperatura, un líquido que circula por un conjunto de conductos; y que utiliza dicho vapor para accionar un grupo turbina-alternador, produciendo así energía eléctrica.

La diferencia esencial entre las centrales termoeléctricas nucleares y las centrales termoeléctricas clásicas, reside en la fuente de calor. En las segundas, ésta se consigue mediante la combustión de carbón, gas o fuelóleo en una caldera. En las primeras, mediante la fisión de núcleos de uranio en el reactor.

5.1. Fisión nuclear

Los neutrones que resultan emitidos en la reacción de fisión pueden provocar, en determinadas circunstancias, nuevas fisiones de otros núcleos, este proceso se repite continuamente multiplicándose la generación de calor. Se dice entonces que se ha producido una reacción nuclear en cadena.

5.2. Los reactores nucleares: componentes principales

Los reactores nucleares son los elementos, o máquinas que permiten iniciar, mantener y controlar una reacción en cadena de fisión nuclear. Por analogía con las centrales termoeléctricas clásicas, al

uranio que se consume en las centrales nucleares se le denomina combustible nuclear, si bien en estas instalaciones no se produce ninguna reacción de combustión química. Por las mismas razones de analogía, se dice a veces, que el reactor es la caldera de la central nuclear.

■ El combustible nuclear

Este es el componente principal de una central nuclear, hallándose en el núcleo del reactor. Para ser considerado apto para las reacciones de fisión, este combustible tiene que cumplir dos requisitos esenciales: por una parte será un elemento fisionable, es decir apto para el proceso de fisión; pero por otra parte, este elemento deberá asegurar que, en ausencia de neutrones, se mantenga estable el mayor tiempo posible, para que, se pueda proceder a su transporte, manipulación y almacenamiento.

No existen demasiados elementos que cumplan las dos condiciones a la vez, concretamente sólo tres isótopos: el uranio-233, el uranio-235 y el plutonio-239. De ellos, sólo el segundo se encuentra en la naturaleza de forma natural, y aún en muy baja proporción, ya que solo está presente en el 0.7% del uranio natural. Los otros dos se obtienen artificialmente bombardeando con neutrones el torio-232, y el uranio-238, respectivamente. A estos dos últimos se les suele llamar isótopos fértiles, ya que permiten obtener elementos fisionables (como son el uranio-233, y el uranio-239), y además, estos dos isótopos, son fisionables con neutrones rápidos, esto representa una gran ventaja ya que estos no necesitan moderadores de velocidad, como sí los necesita el uranio-235.

Por ello, el combustible nuclear suele ser una mezcla de isótopos fisionables e isótopos fértiles. Así, los neutrones liberados en la reacción de fisión que afecta a los elementos fisionables, pueden impactar a su vez en los elementos fértiles, los cuales dan lugar a nuevos elementos fisionables.

El combustible que se emplea en una central nuclear depende del tipo de reactor que ésta posea. Los más habituales son uranio natural, óxido de uranio natural y óxido de uranio enriquecido en su isótopo U-235.

La forma en que generalmente se presenta el combustible, suele ser disperso en una matriz cerámica en forma de pastillas. Estas pastillas se encuentran encapsuladas en vainas de acero inoxidable o de una aleación de zirconio, llamada "zircaloy", que suelen tener de cuatro a cinco metros de longitud y un centímetro de diámetro. A su vez, estas vainas están reunidas en varios haces de sección cuadrada o circular. Estos haces reciben el nombre de elementos de combustible.

■ El moderador

Este es otro componente importante de la mayoría de los reactores nucleares, ya que modera la velocidad de impacto de los neutrones, adecuándola a las características de los materiales fisionables empleados.

Los neutrones emitidos en el proceso de fisión disponen de una gran energía cinética, es decir, son liberados a gran velocidad. Para asegurar que dichos neutrones impacten de forma efectiva en nuevos núcleos de uranio, es preciso reducir dicha energía o, en otras palabras, moderar su velocidad. Esto se consigue mediante el concurso de una serie de sustancias, entre las cuales las más eficaces son el agua pesada, el carbono (grafito), el agua ligera, el berilio, etc. No obstante, no se suele utilizar este último, a pesar de ser un buen moderador, debido a su considerable toxicidad.

Sí los sistemas funcionarían con isótopos fértiles, estos podrían ser bombardeados con electrones rápidos, aunque incluso en estos casos la presencia del moderador resulta imprescindible.

■ Las barras de control

El tercer elemento importante (quizás el más importante ya que de él depende en gran medida la seguridad de la reacción), se encuentra en el núcleo del reactor. Las barras de control, constituyen

un mecanismo que permite regular el nivel de potencia del mismo. Esta última, depende del calor que se genere en el núcleo, el cual depende a su vez del número de neutrones que se pone en acción durante la reacción de fisión en cadena. En otras palabras, si se consigue reducir el número de neutrones, la energía calorífica es menor y el nivel de potencia disminuye. Al revés, si no se actúa sobre el número de neutrones que entran en acción durante la acción de fisión, se obtiene el proceso contrario, más fisiones, más calor y más potencia.

La regulación del número de neutrones se consigue mediante la inserción en el núcleo de sustancias que absorben neutrones. Estas sustancias son introducidas en el núcleo en forma de barras y de aquí su nombre de barras de control del reactor.

Para comprender el proceso veamos un ejemplo: una reacción empieza por el impacto de un neutrón sobre un núcleo de uranio-235, provocando su fisión. De esta fisión, aparte de desprenderse calor, se obtienen: tres neutrones, un átomo de criptón y uno de boro. Cada uno de estos tres neutrones liberados, vuelve a impactar con otros núcleos de uranio-235, repitiéndose el proceso. En muy poco tiempo la reacción habrá alcanzado niveles altísimos, por lo que es necesario estabilizarla. Para ello introducimos las barras de cadmio en el interior del reactor (las cuales muestran una gran apetencia por los neutrones), de forma que de los tres neutrones liberados por una fisión, dos sean captados por las barras, consiguiéndose que solo un neutrón de cada fisión impacte sobre otro núcleo de uranio-235, estabilizándose por tanto la reacción. Finalmente para detener la reacción completamente, es suficiente con terminar de introducir las barras de cadmio en el reactor, así los tres neutrones liberados por cada fisión serán captados por las barras de cadmio, no quedando ningún neutrón libre para volver a impactar sobre un núcleo de uranio-235, y por tanto no progresando la reacción.

Los materiales que se utilizan en la fabricación de las barras de control suelen ser aleaciones. Las más utilizadas son la aleación de cadmio con plata, a la que a veces se añade aluminio y berilio para aumentar su resistencia a la corrosión, el boro en aleación con el acero, el hafnio, etc.

■ La vasija, el refrigerante y el edificio de contención

El conjunto del núcleo del reactor se encuentra contenido en un recipiente de acero, generalmente de unos cuatro metros de diámetro y más de doce metros de altura (si bien estas dimensiones dependen del tipo de reactor), cuyas paredes alcanzan un espesor de 25 ó 30 centímetros. Este recipiente recibe el nombre de vasija del reactor.

Para extraer el calor del núcleo y transportarlo al grupo turbina-alternador, el reactor utiliza un fluido refrigerante. Éste se encuentra en el interior del núcleo, en contacto con los elementos de combustible, el moderador y las barras de control. El refrigerante transporta el calor generado en el núcleo de dos formas: bien directamente, es decir sin necesidad de ningún circuito secundario, siendo el mismo circuito refrigerante (vapor de agua), el que extrae el calor del núcleo y el encargado de suministrarlo a las turbinas; o bien a través de un circuito secundario, en este caso existen dos circuitos, el primero (circuito refrigerante) suele estar formado por agua líquida a gran presión (este primer circuito calienta el agua a presión normal del segundo circuito mediante unos intercambiadores de calor), suministrando el segundo circuito el vapor al grupo turbina-alternador, volviendo después al intercambiador de calor para iniciar de nuevo el ciclo. El conjunto de conductos por el cual circula el refrigerante recibe el nombre de circuito primario. Los refrigerantes más utilizados son el agua ligera, el agua pesada, el sodio, el litio y el potasio, entre los líquidos; y el nitrógeno, el helio, el hidrógeno y el dióxido de carbono, entre los gaseosos.

La vasija del reactor y el circuito primario se encuentran contenidos en el edificio de contención de la central. Éste posee muros de gran espesor para resistir las cargas que pudieran producir hipotéticos movimientos sísmicos y evitar la salida de radiactividad exterior en caso de accidente. Suele tener forma esférica o cilíndrica rematada por una cúpula semiesférica. Como ejemplo, con reactores de 1.000 MW, el edificio de contención puede alcanzar los 60 metros de altura y los 40 metros de diámetro.

5.3. Otros edificios e instalaciones

Las centrales nucleares poseen, además, otros edificios que están destinados a operaciones concretas; por ejemplo, el edificio de turbinas, que contiene el grupo o grupos turbina-alternador, los edificios de almacenamiento, los de manipulación, las torres de refrigeración, etc.

El edificio de las turbina-alternador, estará en la zona controlada o protegida de la central, o bien se situará en las dependencias comunes de la misma. La elección depende del número de circuitos de refrigeración de los que consta la central:

En el caso de las centrales cuyo sistema de refrigeración consta de un único circuito, éste edificio está controlado y protegido, ya que el vapor que mueve los álabes de la turbina puede contener elementos radiactivos.

En los reactores cuyo sistema de refrigeración se compone de dos circuitos, tal control no es necesario, ya que el líquido del circuito secundario nunca entra en contacto con el refrigerante del reactor y, en consecuencia, no transporta elementos radioactivos.

Las centrales nucleares tienen asimismo un edificio de manipulación de combustible, que sirve tanto para almacenar las nuevas cargas de combustible, como para guardar, en piscinas de hormigón recubiertas de acero inoxidable y llenas completamente de agua, el combustible que ya ha sido utilizado, hasta que éste sea trasladado a un centro de reprocesamiento, en el que se extraerán de él los materiales aún aprovechables, o a un depósito de almacenamiento definitivo.

Como en el recinto de manipulación de combustible pueden existir elementos radioactivos, éste tendrá que estar en una zona protegida y controlada. Para evitar molestias y mejorar la seguridad, el edificio de manipulación suele estar interconectado con el edificio de contención, para así poder trasladar los elementos radiactivos sin salir de la zona controlada de la central, la cual se encuentra completamente aislada del resto de las dependencias.

Las centrales cuentan también con un sistema que permite refrigerar el vapor a alta temperatura que mueve los álabes de la turbina antes de que vuelva a ser enviado al reactor, o al intercambiador de calor, si la unidad posee circuito secundario, para reiniciarse el ciclo productivo.

Este sistema de circulación puede ser de ciclo abierto o de ciclo cerrado. En el primer caso, el agua de refrigeración proviene de un río cercano o del mar, pasa por los condensadores de vapor y es después vertida de nuevo al río o al mar; en el segundo caso, el agua de refrigeración del circuito de vapor pasa a través de una torre de refrigeración, donde se evapora en parte, se enfría y vuelve a entrar en el ciclo. Las centrales de ciclo de refrigeración cerrado suelen poseer, además de éste, una conexión con un río o el mar para compensar las pérdidas de agua que se producen en la torre de refrigeración.

Por último, las centrales nucleares poseen edificios de salvaguardias y equipos auxiliares en los que se encuentran contenidos los sistemas de emergencia que entran en funcionamiento en caso de que se produzca una avería, así como los sistemas auxiliares propiamente dichos, es decir, los de recarga de combustible, puesta en marcha del reactor, etc. Asimismo, cuentan con otras dependencias, tales como las de tratamiento de aguas, almacenamiento temporal de residuos, laboratorios, talleres; y, sobre todo, un parque eléctrico propio formado por generadores accionados por grupos diesel que se utiliza para las operaciones de parada segura del reactor en caso de emergencia y, en general, para ser utilizado en aquellas circunstancias en las que la central no pueda disponer de energía eléctrica procedente de la red.

5.4. Funcionamiento de una central nuclear

Una vez que se ha efectuado la carga de combustible del reactor, es decir, una vez que se ha introducido en él los elementos de combustible (combustible, moderador de velocidad y barras de

control), se pone en marcha la reacción de fisión en cadena mediante un “isótopo generador de neutrones”, el cual hace que entren en actividad los átomos de uranio contenidos en el combustible.

La presencia del moderador asegura que los neutrones posean la energía cinética adecuada para garantizar la permanencia de la reacción en cadena. La introducción de las barras de control, por su parte, en el núcleo del reactor, regula la potencia, calor y en definitiva el número de neutrones libres existente.

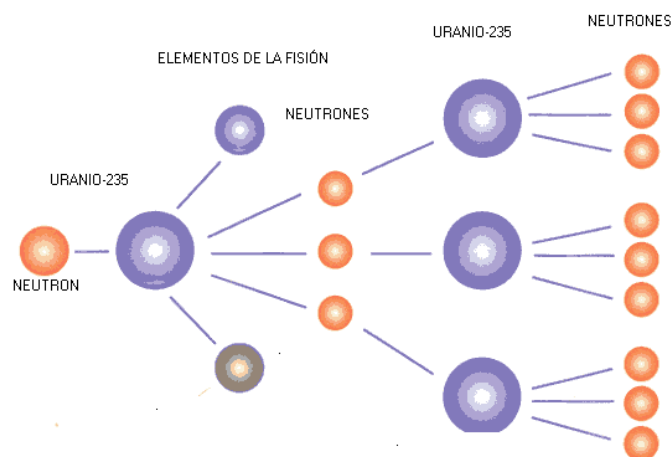


Figura nº 5. Funcionamiento de una central clásica nuclear de fisión.

Como consecuencia de las continuas reacciones de fisión nuclear que tienen lugar en el núcleo del reactor, se producen grandes cantidades de energía en forma de calor. Esta energía calorífica eleva considerablemente la temperatura de un fluido refrigerante que circula por un conjunto de conductos. A partir de aquí, el proceso es diferente según de qué tipo de reactor se trate:

Si se trata de un reactor de agua a presión, el fluido refrigerante, agua ligera en este caso, circula continuamente por un circuito primario cerrado. Este circuito cerrado conduce el refrigerante hasta un generador de vapor o cambiador de calor. Allí, este fluido a alta temperatura convierte en vapor el agua que circula por un circuito secundario, que está asimismo cerrado. Este vapor de agua que circula por el circuito secundario es enviado al grupo turbina-alternador. Cabe subrayar que en ningún momento el agua del primer circuito entra en contacto con la del segundo.

En otro tipo de reactores, los reactores de agua en ebullición, no existen dos circuitos, sino uno sólo; es decir, el propio refrigerante se convierte en vapor por efecto del calor dentro de la propia vasija y es enviado al grupo turbina-alternador.

En ambos tipos de reactores, el vapor mueve los álabes de una turbina y de un alternador unido a él por el mismo eje, generando energía eléctrica merced a un ciclo termodinámico convencional.

En los reactores de agua a presión, el fluido refrigerante, una vez que ha vaporizado el agua del circuito secundario, vuelve al núcleo del reactor. Por su parte, el vapor de agua, después de haber accionado el grupo turbina-alternador, es enfriado de nuevo gracias a un sistema de refrigeración y vuelve a su estado líquido. Inmediatamente, pasa por una batería de precalentadores y vuelve a entrar en el generador de vapor para repetir el ciclo.

En los reactores de agua en ebullición, el fluido refrigerante, tras accionar el grupo turbina-alternador, es refrigerado y condensado de nuevo, y enviado al núcleo del reactor para reiniciar el ciclo.

CAPÍTULO XIII. TARIFAS ELÉCTRICAS

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se ha convertido, desde hace ya años, en una necesidad indispensable para cualquier país industrializado. Pero la generación, el transporte, y su posterior aprovechamiento tiene un coste, que se deriva tanto de la mano de obra, como de los combustibles utilizados para su generación. A estos factores económicos hay que añadir la disponibilidad del combustible primario (ya que su obtención es generalmente limitada), siendo necesario racionalizar su consumo.

Todos estos condicionantes tienen un precio que las compañías distribuidoras de energía eléctrica cobran a sus receptores mediante diferentes fórmulas, aunque en todos los casos la base común es la Tarifa Eléctrica.

Los precios de las tarifas eléctricas son fijados por las empresas suministradoras, que elaboran, sobre las variaciones que sufren los costes de producción del kWh, una petición del reajuste de las tarifas. Esta petición es analizada por la Junta Superior de Precios, la cual solicita información adicional al Ministerio de Industria y Energía. Posteriormente, éste analizará la propuesta de reajuste de tarifas (tras su paso por el comité de ordenación del sector eléctrico), que será formulada por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos; finalmente la proposición se remitirá al Consejo de Ministros para su aprobación definitiva.

No existe una tarifa única en su formato dentro de un país concreto, ni asimismo es valedera para todos los países, más bien ocurre lo contrario, existen muchos tipos de tarifas y éstas varían a medida que se cruzan las fronteras.

La mayor parte de las tarifas eléctricas presentan una estructura binómica (formada por dos términos), El término de potencia (Tp), el cual es función de la potencia contratada o demandada por el abonado, siendo su unidad el (kW). El segundo término es el de energía (Te), que representa la energía consumida y medida por el contador del abonado, su unidad es el (kWh). La suma de estos dos términos configura la tarifa básica, la cual figurará siempre, independientemente del tipo de tarifa contratada.

Este capítulo trata de las directrices de la Ley sobre Tarifas Eléctricas de enero de 1998, con una explicación general sobre los tipos y clasificaciones más comunes, así como de los parámetros a tener presentes para una correcta elección de las mismas para cada caso concreto. Se debe tener presente que estas tarifas cambian con el tiempo pero la base o referencia suele mantenerse o como máximo sufrir pequeñas variaciones.

2. TARIFAS ELÉCTRICAS. LA FACTURA ELÉCTRICA (BOE 30/12/98)

Las tarifas eléctricas se definen con carácter general de aplicación a todos los abonados, sin más condiciones que las derivadas de la tensión a que se haga la acometida (baja o la alta tensión). El contrato de otra tarifa responde siempre a la libre elección de los usuarios.

2.1. Facturación de la potencia y del consumo

La factura eléctrica está compuesta de dos términos básicos:

- Término de potencia (Tp): $\text{kW contratados} \cdot \text{mes} \cdot (\text{ptas}/(\text{kW}))$ (A).

- Término de energía (T_e): kW consumidos · (ptas/(kW/h)) (B).

A estos términos generales, se debe añadir unos complementos en función de diferentes opciones que nos permiten u obligan las compañías eléctricas:

- Complemento por discriminación horaria, (C).
- Complemento por energía reactiva, (D).
- Complementos por estacionalidad e interrumpibilidad, (E).

Estos complementos se traducen en unos recargos o bonificaciones (en pesetas) sobre los valores obtenidos para la tarifa básica.

La base imponible del Impuesto de Electricidad es:

$$(A+B+C+D+E) \cdot 1.05113 \quad (F)$$

Se aplica, asimismo un Impuesto sobre la producción de electricidad del: 4.864% sobre (F), a este conjunto se denomina (G).

Finalmente se añade el valor del alquiler de equipos de medida: (H)

$$\text{Total FACTURA sin IVA: } (A+B+C+D+E) + G + H$$

Este será el valor total a satisfacer, sin IVA, del montante de la factura eléctrica.

3. CLASIFICACIÓN DE LAS TARIFAS

Los precios de las tarifas no incluyen: impuestos, recargas, alquileres de equipos de medición, derechos de acometidas, etc., aunque por supuesto, son valores a tener muy presentes a la hora de inclinarnos por un tipo de tarifa en concreto.

Actualmente Podemos elegir entre los siguientes tipos o modalidades de tarifa eléctrica:

- Tarifas de baja tensión.
- Tarifas en alta tensión.

3.1. Tarifas de baja tensión (tensiones menores a 1000 V)

Las tarifas en baja tensión son una de las más frecuentes: viviendas, locales comerciales, oficinas, e incluso alguna industria opta por este tipo de suministro.

Los suministros en baja tensión permiten acceder a los siguientes tipos de contratación:

- Tarifa 1.0.

Con las siguientes características.

- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kW/h \cdot T_e$, ($T_p=45$, $T_e=10.04$)
- Cualquier tipo de suministro, fase a neutro o bifásico a 127 V ó 220 V.
- Potencia contratada ≤ 770 W.
- Sin complementos.
- Poco utilizada.

La potencia de contratación oscila entre 330W y 770W, dependiendo de la tensión nominal, tal como se indica en la siguiente tabla:

Tensión nominal	Potencia contratada.
127V	445W, 635W
220V	330W, 770W

Tabla nº 1. Potencia contratada para la tarifa 1.0 en función de la tensión.

■ Tarifa 2.0

Con las siguientes características.

- Aplicable a todos los usos.
- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kw/h \cdot T_e$ ($T_p=251$, $T_e=14.24$).
- Potencia contratada ≤ 15 kW.
- Sin complementos, excepto:
- Discriminación horaria en tarifa nocturna tipo 0.
- Energía reactiva: aplicable sí, $\cos\phi < 0.8$.

■ Tarifa 2.0 Nocturna.

Los precios aplicados sobre el consumo, son los correspondientes a los indicados por el periodo diurno/nocturno.

■ Tarifa 3.0 General (Baja Tensión).

Con las siguientes características.

- Aplicable a cualquier tipo de suministro independientemente de la potencia contratada (normalmente para consumos con no demasiadas horas de funcionamiento).
- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kw/h \cdot T_e$ ($T_p=224$, $T_e=13.1$).
- Complementos añadidos:
- Energía reactiva.
- Discriminación horaria.

■ Tarifa 4.0 General de larga utilización.

Con las siguientes características.

- Tarifa aconsejable en consumos con largas horas de utilización, pudiéndose aplicar a cualquier tipo de suministro de baja tensión.
- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kw/h \cdot T_e$, ($T_p=357$, $T_e=11.8$).
- No hay límite de potencia.
- Con complementos de energía reactiva y discriminación horaria.
- Diferenciación en los términos T_p y T_e .
- Punto de equilibrio (año 1999): 118h/mes (por encima de 122h/mes, contratar Tarifa 4.0).
- El concepto de horas de utilización responde a la siguiente expresión.

$$h = \frac{kWh}{kW}$$

Es decir, si $h > 122h$, el usuario debe solicitar la tarifa 4.0. Sí $h < 122h$, deberá solicitar la tarifa 3.0, que le resultará más rentable.

- Tarifa B.0.

Con las siguientes características.

- $F(\text{factura}) = \text{kw/h} \cdot T_e$ ($T_e=11.47$)
- Tarifa mínima (no se paga el término de potencia ya que se contabiliza todo en el término de energía).
- Alumbrado público contratado por la Administración (Central, autonómica o local).
- Con complemento de energía reactiva, pero no de discriminación horaria.

- Tarifa R.0

Con las siguientes características.

- Esta tarifa deriva de la 3.0, con una reducción en el término de potencia (del 75% aproximadamente), teniéndose en cuenta la estacionalidad del consumo y una reducción del 16.5% en el precio del kWh.
- $F(\text{factura}) = \text{kW} \cdot T_p + \text{kw/h} \cdot T_e$ ($T_p=52$, $T_e=12.18$).
- Riegos agrícolas o forestales y distribución de agua de propio consumo en explotaciones agrícolas..
- Con complementos de discriminación horaria (excepto tipo 5) y energía reactiva.

Los precios de estas tarifas están regulados por el RD 2821/1998 de 23.12.98 BOE 31.12.98.

3.2. Tarifas en media y alta tensión ($V > 1 \text{ kV}$)

Las tarifas correspondientes a estos suministros, son ya más específicas, aunque muy comunes. De ellas vamos a realizar un resumen, indicando las características y especificaciones más importantes que las definen.

- Tarifas Generales en alta tensión.
- Tarifas 1-2-3 (Generales m-n).
 - m: según horas de utilización de la potencia contractual
 - n: según nivel de tensión

Pudiendo tomar m, y n, los siguientes valores:

▪ m = 1 corta utilización	n = 1 $1 \text{ kV} \leq U \leq 36 \text{ kV}$
▪ m = 2 media utilización	n = 2 $36 \text{ kV} \leq U \leq 72.5 \text{ kV}$
▪ m = 3 larga utilización	n = 3 $72.5 \text{ kV} \leq U \leq 145 \text{ kV}$
▪ n = 4 $U \geq 145 \text{ kV}$	
- Aplicable a cualquier suministro, sin límite de potencia
 - Con complementos de discriminación horaria y energía reactiva, así como por estacionalidad e interrumpibilidad, si se cumplen las condiciones requeridas.

El precio del término de potencia irá en aumento desde la tarifa 1 a la tarifa 3, mientras que el término de energía irá en disminución en el mismo orden. Estas tarifas están condicionadas según la tensión en la que se realice la acometida eléctrica. Se establecen cuatro escalones de tensión, que se corresponden a las tensiones normalizadas de transporte y distribución de energía eléctrica, quedando doce tarifas generales de la forma indicada en el cuadro precedente.

- Tarifas de Alta tensión Específicas.

Este segundo grupo de tarifas, de utilización excluyente, está formado por cuatro tipos, denominándose cada uno de ellos por las siglas: T, R, G-4, y D. Estos tipos se describen a continuación.

- Tarifas T.

Con las siguientes características.

- Suministros de tracción eléctrica (ferrocarriles, metropolitanos, etc).
- Derivadas de las tarifas generales de corta utilización (3 niveles de tensión).
 - T.1, hasta 36kV.
 - T.2, de 36kV a 72.5kV.
 - T.3, más de 72.5kV.

Con complementos de discriminación horaria y energía reactiva (no estacionalidad e interrumpibilidad)

- Tarifas R.

Con las siguientes características.

- Elevaciones y distribuciones de aguas para riegos agrícolas o forestales en suministros de alta tensión.
- Derivadas de las tarifas generales de corta utilización (3 niveles de tensión).
 - R.1, hasta 36kV.
 - R.2, de 36kV a 72.5kV.
 - R.3, más de 72.5kV.
- Con complementos de discriminación horaria (excepto tipo 5) y energía reactiva (no estacionalidad e interrumpibilidad)
- Tarifas G-4.

Con las siguientes características.

- Esta tarifa es utilizable por grandes consumidores que reúnen algunas de las siguientes características:
 - Potencia contratada superior a 100.000kW.
 - Utilización anual superior a 8.000 horas de la potencia contratada.
 - Utilización mensual superior a la correspondiente a 22 horas diarias de la potencia contratada.
 - La tensión de suministro para esta tarifa se establece en 145kV.
- Tarifas D.

Con las siguientes características.

- Se destina a la venta de energía eléctrica a compañías distribuidoras de energía eléctrica en alta tensión.
- Posee cuatro modalidades, en función de la tensión de suministro.
 - D.1, hasta 36kV.
 - D.1, de 36kV a 72.5kV.
 - D.1, de 72.5kV a 145kV.
 - D.1, más de 145kV.

Con complementos de discriminación horaria y energía reactiva (no estacionalidad e interrumpibilidad).

3.3. Complementos de la tarifa básica

Los complementos de la tarifa básica son: energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad.

De estos cuatro, la energía reactiva y la discriminación horaria, se aplican solamente a suministros de baja tensión (viviendas, oficinas). Los otros complementos se aplican indistintamente a cualquier tensión.

■ Complementos por discriminación horaria

Los complementos por discriminación horaria vienen determinados por una serie de factores que se exponen a continuación:

- El recargo o descuento viene determinado según:

Este recargo vendrá dado por la siguiente expresión:

$$CH = T_{ej} \cdot \sum E_i \cdot C_i / 100$$

Donde: E_i = Energía consumida por periodos horarios de cada tipo de discriminación horaria, expresado en (kWh).

C_i = coeficiente de recargo/descuento (será (+) en caso de recargo o (-) en caso de bonificación).

T_{ej} = precio del término de energía de la tarifa general de media utilización (tarifa 3.0 en baja tensión y 2 en alta tensión).

Este recargo será aplicable obligatoriamente a las tarifas: 3.0, 4.0, R.0 de baja tensión y a todas las de alta tensión.

■ Tipos de discriminación horaria

Los tipos de discriminación horaria permitidos por la Ley quedan especificados, con sus características más significativas en los siguientes apartados:

- Tipo 0.

Con las siguientes características.

- También llamada tarifa nocturna, es aplicable solamente a la tarifa 2.0. nocturna en baja tensión.
- Se debe disponer de un contador de doble esfera.
- Los recargos o bonificaciones y los horarios de aplicación para toda España son los indicados en la siguiente tabla:

Tipo horario	Duración	Precio(ptas./kw/h)
Punta, Llano	16h/día	+3% (recargo)
Valle	8h/día	-55% (bonificación)

Tabla nº 2. Recargos y bonificaciones en función del horario, para el tipo 0.

- Las horas valle varía según la estación del año, con el siguiente detalle:
Verano: de 0h a 8h.
Invierno: de 23h a 0h y de 0h a 7h.
- Esta tarifa no considera a efectos de facturación la potencia que se demande en horas valle.

- Los equipos de medida necesarios para aplicar esta tarifa podrán solicitarse en alquiler a la empresa eléctrica.

- Tipo 1.

Aplicable con los siguientes requisitos:

- Aplicable a todas las tarifas siempre que la potencia contratada sea $\leq 50\text{kW}$.
- Con contador de energía activa de simple lectura con totalizador.
- No existe discriminación de consumo respecto a las horas diurnas.
- Con recarga del 20% sobre el total de la energía activa de la tarifa básica.

- Tipo 2.

Con las siguientes características:

- Discriminación horaria de doble tarifa y uso general.
- Contador de doble tarifa que discrimine los consumos en horas punta (cuatro al día) y el resto (veinte al día).
- Los consumos en kWh de las horas punta, tendrán un recargo del 40%. El recargo para el resto de las horas será del 0%, siendo las horas de aplicación similares a las que se especifican para el tipo 3.

El siguiente cuadro nos resume sus características:

<u>Tipo horario</u>	<u>Duración</u>	<u>Coef.Recargo/Bonif</u>
Punta	4h/día	+40 (recargo)
Llano, Valle	20h/día	0%

Tabla nº 3. Características del tipo de discriminación horaria 2.

- Tipo 3.

Con las siguientes características:

- Discriminación horaria de triple tarifa, sin diferenciar los sábados y domingos.
- Su uso es general.
- Es necesario un contador de triple tarifa, que discrimine los consumos en horas punta (cuatro al día), horas llano (doce al día) y horas valle (ocho al día).
- Los consumos de las tres discriminaciones tendrán un recargo o bonificación según se expresa en el siguiente cuadro.

<u>Tipo horario</u>	<u>Duración</u>	<u>Coef.Recargo/Bonif</u>
Punta	4h/día	+70% (recargo)
Llano	12h/día	0%
Valle	8h/día	-43% (bonificación)

Tabla nº 4. Recargos o bonificaciones del tipo de discriminación horaria 3.

- Las horas de aplicación de las discriminaciones, dependerán de la zona de España a considerar (división por comunidades autónomas).

- Tipo 4.

Con las siguientes características:

- Discriminación horaria de triple tarifa, con diferenciación de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.

- Es similar al tipo 3, añadiéndose los días festivos y los sábados, por lo que se necesita un equipo de medida adecuado donde estén programados los sábados y días festivos, de al menos, dos años.
- Los complementos de aplicación de esta tarifa se detallan en el cuadro siguiente.

<u>Tipo horario</u>	<u>Duración</u>	<u>Coef.Recargo/Bonif</u>
Punta	6h/día (lunes a viernes)	+100% de recargo
Llano	10h/día (lunes a viernes)	0%
Valle	8h/día (Lunes a viernes)	-43% (bonificación)
Valle	24h/día (Sábados, domingos y festivos)	-43% (bonificación)

Tabla nº 5. Complementos de aplicación de la tarifa con tipo 4.

- Tipo 5.

Con las siguientes características:

- Aplicable a la discriminación horaria estacional con contador de quintuple tarifa.
- Los días del año se dividen en cuatro categorías, según el siguiente cuadro.

<u>Días según categoría</u>	<u>Nº días</u>
Pico(E, F, 1/2N,D)	70
Alto(M, 1/2ª,1/2JL,1/2S,O y 1/2N)	80
Medio(1/2ª,My,J,1/2JL y 1/2S)	80
Bajo(Ag, y Sab, Dom y Fest)	Resto

Tabla nº 6. Características de la discriminación horaria del tipo 5.

- Se diferencian los días a lo largo del año. El BOE fija cada año los días concretos asignados a cada categoría. Coordinando éstas con la discriminación horaria tipo 3, se obtiene el cuadro de complementos de la siguiente tabla.

<u>Tipo horario</u>	<u>Categoría día</u>	<u>Duración (h/día)</u>	<u>Coeficiente</u>
Punta	Pico	10	+300% (recargo)
	Alto	4	+100 (recargo)
Llano	Pico	6	0%
	Alto	12	0%
	Medio	8	0%
Valle	Pico	8	-43% (bonificación)
	Medio	8	-43% (bonificación)
	Alto	16	-43% (bonificación)
	Bajo	24	-43% (bonificación)
	Siguiente día bajo	8	-50% (bonificación)

Tabla nº 7. Cuadro de complementos correspondientes al tipo 5.

- Contrato anual va del 1 de noviembre al 31 de octubre.
- Esta modalidad combina las variaciones de la curva diaria (variación de la demanda diaria), con las variaciones de la curva de carga anual (variación de la demanda según los días del año).

- Se debe consultar, para las distintas comunidades autónomas, la aplicación horaria establecida para este tipo 5.

3.4. Complemento por energía reactiva

La energía reactiva no tiene aplicaciones y ensucia las redes eléctricamente hablando, por tanto es deseable que no exista, o cuando menos, se pueda aminorar sus efectos, para ello, se aplican unos recargos a los usuarios que generan gran cantidad de esta energía y no ponen los medios técnicos para compensarla.

Estos complementos se aplicarán, teniendo presentes las siguientes especificaciones:

- Se aplica este recargo o descuento, tanto al término de la potencia como al término de la energía consumida.
- Se aplica a todas las tarifas generales y específicas, tanto en baja tensión como en alta, excepto las tarifas de baja tensión 1.0 y 2.0 (En 2.0 se aplica sí el $\cos \varphi < 0.8$).
- Instalación de contador o un maxímetro de energía reactiva, permanentemente colocado en el equipo de medida. Este contador puede ser propiedad del usuario o de la empresa eléctrica.
- El coeficiente que se asigna para determinar el complemento por energía reactiva, se halla a partir del factor de potencia ($\cos \varphi$).

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} \quad (\text{dos cifras decimales})$$

Donde: W_a = energía activa medida en el contador de activa en kWh.
 W_r = energía reactiva medida en el contador de reactiva en kVARh.

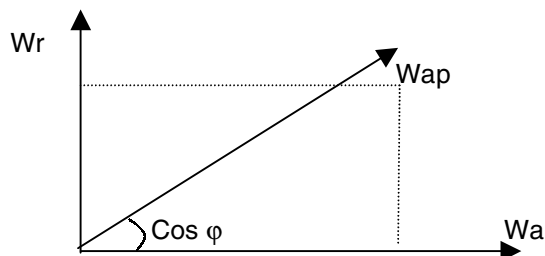


Figura nº 1. Energías en corriente alterna.

- El recargo o bonificación (K_r), se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$K_r \% = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21 \quad (\text{una cifra decimal})$$

Este recargo puede ser positivo o negativo:

- Si el valor de K_r , es positivo (+), se aplicará como penalización en porcentaje igual al valor absoluto del mismo.
- Si el valor de K_r , es negativo (-), se aplicará una bonificación en porcentaje similar al valor absoluto del mismo.
- No se aplicarán recargos absolutos superiores al 47%.
- Si un abonado, en más de tres ocasiones consecutivas, tiene un $\cos \varphi \geq 0.55$. La empresa eléctrica lo comunicará al organismo competente de la administración. Esta dará un plazo de tres o seis meses para mejorar su factor de potencia. En caso contrario puede ordenar el corte del suministro.

Los suministros de las tarifas 2.0 y 1.0 deberán tener los equipos adecuados (baterías de condensadores, automático y electrónico, o compensación aparato a aparato), para que el $\cos \varphi$ medio de la instalación sea igual o superior al 0.8. En caso contrario, la empresa eléctrica colocará el contador de energía reactiva por su cuenta, efectuando la facturación a este abonado, con el correspondiente complemento de energía reactiva, en los periodos en los que el $\cos \varphi < 0.8$.

Un caso especial ocurre cuando, por una mala corrección o instalación defectuosa, se producen efectos capacitivos (energía reactiva capacitiva), que den lugar a perturbaciones en la red. El organismo competente de la administración, previo estudio del caso, exigirá al abonado su corrección. En caso de negativa se puede llegar a cortar el suministro.

A modo de orientación se exponen, en la siguiente tabla, la relación entre el factor de potencia de una instalación ($\cos \varphi$), y los recargos o bonificaciones que ello implica.

Cos φ	Recargo	Bonificación
1	-	4.0%
0.95	-	2.20%
0.90	0%	0%
0.85	2.5%	-
0.80	5.6%	-
0.75	9.2%	-
0.70	13.7%	-
0.65	19.2%	-
0.60	26.2%	-
0.55	35.2%	-
0.50	47.0%	-

Tabla nº 8. Recargos o bonificaciones en función del factor de potencia.

3.5. Determinación de la potencia a facturar

Existen unos varemos o fórmulas que nos permiten determinar el valor de la potencia que debemos contratar, estos valores vienen determinados por los siguientes modos.

- Modo 1: sin contadores máxímetros.
- Modo 2: con contador máxímetro.
- Modo 3: con dos contadores máxímetros.
- Modo 4: con tres contadores máxímetros.
- Modo 5: estacional.

A continuación se detallan cada uno de los módulos, indicando sus características técnicas y económicas más importantes:

- Modo 1.

Antiguamente llamado de potencia fija de contratación, puede ser solicitado por cualquier abonado con tarifas de alta o baja tensión, pudiendo elegir el nivel o potencia a contratar. Debe ajustarse, no obstante al los escalones de intensidad normalizados para los aparatos de control.

El aparato de control utilizado por la empresa eléctrica es el limitador o interruptor de control de potencia (ICP). Su instalación corre a cargo de las empresas eléctricas, así como el cargo del importe del alquiler en el recibo de la factura. Las intensidades de los ICP, normalizados por el Ministerio de Industria y Energía, para suministros monofásicos o trifásicos, se describen en la siguiente tabla:

Intensidad en A.	Potencia activa en W.	
	Tensión de 220V.	Tensión de 380V
1.5	330	1000
3	660	2000
3.5	770	2310
5	1100	3300
7.5	1650	5000
10	2200	6600
15	3300	9900
20	4400	13200
25	5500	16500
30	6600	19800
35	7700	29100
40	8800	26400
45	9900	29700
50	11000	33000
63	13860	41580

Tabla nº 9. ICP. Diversas potencias en función de la tensión aplicada.

A efectos de facturación aparece, en el recibo de la electricidad, el término de potencia, refiriéndose éste a la potencia que se haya contratado.

En el caso de la tarifa nocturna tipo 0, el abonado contrata una potencia de día según la tabla anterior. Ésta es la que aparece en el recibo. La potencia que contrata para la noche no se tendrá en cuenta a efectos de facturación. Esta potencia será igual o menor a la máxima que admita la derivación individual de cada abonado.

A modo de resumen:

- Sin máximo, $P_f = P_c$.
- Modo 2.

Este modo también puede ser solicitado por cualquier abonado en baja o alta tensión. Para ello se debe definir una potencia base de contratación y disponer en el equipo de medida, de un contador máximo. Es independiente de la discriminación horaria que haya elegido el abonado (simple, doble o triple tarifa).

Para el cálculo de la potencia base de facturación, que es la que aparecerá en el recibo de electricidad, se deberá tener en cuenta los tres parámetros siguientes:

- P_c = potencia de contratación.
- P_m = potencia media y leída en el máximo.
- P_f = potencia de facturación.

El cálculo se establece, de acuerdo con las siguientes especificaciones:

- Si la P_m (potencia del máximo), ésta en un intervalo entre el 5% y el -15% de P_c . La potencia de facturación (P_f) equivaldrá a P_m .
- Si la P_m , es superior al 105% de la P_c . La potencia de facturación (P_f), será: la P_m más el doble de la diferencia entre P_m y el 105% de la P_c .
- Si la P_m , es inferior al 85% de la P_c . La potencia de facturación (P_f), constituirá el 85% de la P_c .

A modo de resumen tendremos:

$$\begin{aligned} \text{Si } 0.85 P_c \leq P_m \leq 1.05 P_c &\Rightarrow P_f = P_c \\ \text{Si } P_m > 1.05 P_c &\Rightarrow P_f = P_m + 2(P_m - 1.05 P_c) \\ \text{Si } P_m < 0.85 P_c &\Rightarrow P_f = 0.85 P_c \end{aligned}$$

Lo más importante es calcular, del modo más exacto posible, la potencia de contratación P_c .

Al final del capítulo se da un ejemplo de cálculo de la P_c , P_f , y P_m .

■ Modo 3.

Este caso es aplicable a los abonados con un sistema de discriminación horaria tipo 3, 4, o 5, que tengan instalados en el equipo de medida dos contadores maxímetros y contratadas dos potencias, una para las horas valle y otra para las horas punta más llano.

En resumen:

- Dos potencias contratadas y dos maxímetros.
- Potencias contratadas para horas punta y horas llano.
- Potencia contratada para horas valle.

$$P_f = P_{12} + 0.2(P_3 - P_{12})$$

Donde: P_{12} : Potencia a facturar en horas punta y llano según el modo 2 de facturación.
 P_3 : Potencia a facturar en horas valle según el modo 2 de facturación.
 Si $P_3 - P_{12} < 0$ se considera nulo.

Lo más importante de este modo 3, es que la potencia utilizada en horas valle, sólo se paga los meses que se utiliza, y cuando se utiliza, sólo se paga el 20% del exceso de la potencia diurna utilizada.

Este modo es muy útil para sistemas centralizados de calefacción por acumulación o aire acondicionado por acumulación.

■ Modo 4.

Con las siguientes características:

- Tres potencias contratadas y tres maxímetros.
- Potencia contratada horas punta.
- Potencia contratada horas llano.
- Potencia contratada horas valle.

La fórmula a aplicar es la siguiente:

$$P_f = P_1 + 0.5(P_2 - P_1) + 0.2(P_3 - P_2)$$

Donde: P_1 : Potencia a facturar en horas punta según el modo 2 de facturación.
 P_2 : Potencia a facturar en horas llano, según el modo 2 de facturación.
 P_3 : Potencia a facturar en horas valle, según el modo 2 de facturación.
 Si $P_2 - P_1 < 0 \rightarrow 0$ y $P_2 - P_1 \rightarrow P_3 - P_1$
 Si $P_3 - P_2 < 0 \rightarrow 0$

■ Modo 5.

Con las siguientes características:

- Estacional.

- Aplicable junto con el complemento por estacionalidad.
- Incompatibilidad con la discriminación horaria (Tipo 5).
- Modalidad A.

Con las siguientes características:

- Potencia contratada horas punta temporada alta (P_1).
- Potencia contratada horas llano temporada alta (P_2).
- Potencia contratada horas punta temporada media (P_3).
- Potencia contratada horas llano temporada media (P_4).
- Potencia contratada horas punta temporada baja y horas punta temporada alta (P_5).
- Potencia contratada horas valle temporada media y horas valle temporada baja (P_6).

Las horas punta, llano y valle son las correspondientes a la discriminación horaria tipo 3 y 4.

$$Pf = 1.2P_1 + (P_2 - P_1) + 0.5(P_3 - P_2) + 0.25(P_4 - P_3) + 0.1(P_5 - P_4) + 0.005(P_6 - P_5)$$

Siendo: $P_1 \dots P_6$ las potencias calculadas según el modo 2 de facturación.

- Modalidad B.

Con las siguientes características:

- Tres potencias contratadas y un maxímetro.
- Potencia contratada en temporada alta.
- Potencia contratada en temporada media.
- Potencia contratada en temporada baja.
- Potencia a facturar, igual para todo el año:

$$Pf = \text{MAX}(1.1 \text{ PA}; 0.75 \text{ PM}; 0.45 \text{ PB})$$

Siendo PA, PM, PB las potencias a facturar en temporada alta, media y baja, respectivamente según el modo 2 de facturación.

4. LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

La ley 54/1997 (BOE 28/11/97 N°285) de liberalización del sector eléctrico es la adaptación de la directiva comunitaria MIE 96/92/CE.

Los objetivos que persigue esta ley son varios, entre los más importantes cabe citar:

- La garantía de suministro a todos los clientes.
- La garantía de calidad de dicho suministro.
- La disminución del coste de la energía eléctrica.
- La disminución del impacto ambiental.
- El aumento de la producción mediante las energías renovables.

4.1. Producción eléctrica

La ley prevé la libre instalación o creación de nuevas centrales siempre que se cumplan las condiciones legales de seguridad, eficiencia energética, medio ambiente, etc. Esto repercutirá en la disminución de las

trabas que actualmente gravitaban en algunos sectores de la industria eléctrica, permitiendo la instalación, ampliación o mejora de nuevas instalaciones eléctricas o de las ya existentes.

4.2. Competencia en un sistema de ofertas. Mercado de producción

Los productores, incluidos aquellos que se encuentran en regímenes especiales, realizan ofertas de ventas diarias a través del operador de mercado (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad). Estas ofertas tienen una validez para el día siguiente, y están detalladas hora a hora. El operador de mercado casará y liquidará estas ofertas de venta con las de compra, también con validez igual para el día siguiente y detalladas hora a hora, provenientes de distribuidores, comercializados y clientes cualificados.

Con este sistema se asegura una competencia leal entre los productores, los operadores y los compradores o usuarios, de la energía eléctrica, sin que ninguno de estos sectores se vea perjudicado en sus transacciones.

4.3. Accesibilidad a las redes de transporte y distribución

En lo referente a la accesibilidad a las redes de transporte, la nueva ley, define unos condicionantes que permitirán una adecuación de las mismas, así como un empleo más racional. Entre estas medidas podemos citar:

- No se produce un aumento de redes.
- Existencia de redes únicas por zonas, con acceso libre (separación jurídica producción-distribución).
- Garantizar su acceso con condiciones técnicas y económicas adecuadas (el gestor de red podrá denegar el acceso cuando no tenga capacidad suficiente).
- El Estado fija un sistema de peajes.

4.4. Elección de suministradores

La nueva ley, regula la elección de los suministradores, la forma de fijar los precios y condiciones de contrato. De forma que incide en:

- La fijación entre suministrador y consumidor del precio de la energía y de las condiciones de contrato (el Estado regula los precios a través de un sistema tarifado adecuado y del peaje).
- Se considera consumo cualificado: a los distribuidores, a los comercios y a los consumidores. Estos últimos en función del siguiente esquema (el consumo no cualificado se deberá acoger al sistema de tarifa única).

<u>Consumo anual</u>	<u>Fecha inicio</u>	<u>Consumo</u>
>15 GW-h	1-1-98	26.1%
>5 GW-h	1-1-99	33.2%
>3 GW-h	1-4-99	36.6%
>2 GW-h	1-7-99	39.0%
>1 GW-h	1-10-99	43.1%
Resto	Antes 1-1-2007	100%

Tabla nº 10. Elección de los suministradores de energía eléctrica.

5. COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para la venta de la energía eléctrica es necesario que unas empresas se hagan cargo de su gestión, y acondicionamiento. Existe una definición que aclara su cometido:

Como empresas comercializadoras se consideran: “aquellas personas jurídicas que accediendo a redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema”.

Estas empresas se beneficiarán de las ganancias obtenidas, teniendo por el contrario, unas obligaciones contraídas con la administración y con los consumidores. Entre otras, seguidamente se dan las más importantes:

- Las empresas comercializadoras permitirán el fácil acceso al suministrador elegido.
- Facilitarán la competencia.
- Implicarán unos costes de comercialización.
- Efectuarán la medición de suministros al mismo tiempo que la facturación y el cobro.
- Deberán cumplir las condiciones técnicas y de construcción para las instalaciones de los usuarios.

5.1. Producción en régimen especial

Existen unas producciones, que por sus características técnicas o económicas especiales, entran a formar parte de unas condiciones específicas. Estas producciones gozarán de unos derechos y obligaciones, que de forma resumida, se exponen a continuación:

- Autorización otorgada por las Comunidades Autónomas.
- La producción en régimen especial goza del derecho de entregar excedentes al sistema.
- La producción en régimen especial goza del derecho a percibir una prima sobre el precio de la energía, variable según si ésta proceda de las distintas fuentes renovables, o de la cogeneración.
- Plan de Fomento de las Energías Renovables (alcanzar el 12% de la demanda en el 2010).

6. IMPUESTO SOBRE LA ELECTRICIDAD

A partir de la Ley del Sector Eléctrico, que entro en vigor en 1998, la electricidad se ve gravada por un nuevo impuesto denominado, impuesto sobre la electricidad, que sustituye al antiguo canon sobre minería del carbón, con el mismo porcentaje (el 4.864%) y aplicación sobre los mismos términos de la facturación, afectado de un coeficiente regulador (1.05113).

A este impuesto sobre electricidad se le debe aplicar el IVA del 16% actualmente en vigor, que es el que se emplea en toda la facturación eléctrica.

Su aplicación es la siguiente:

Impuesto sobre la electricidad:

- $I_e = 4.864 \cdot 1.05113 \cdot (\text{término de potencia} + \text{término de energía} + \text{complemento de discriminación horaria} + \text{complemento de energía reactiva})$.

Por su parte el IVA, se calcula:

- IVA = 16% de (término de potencia + término de energía + complemento de discriminación horaria + complemento de energía reactiva + impuesto sobre la electricidad).

7. BAJADA DE LAS TARIFAS

Las tarifas eléctricas en los últimos años han experimentado un paulatino descenso en sus costes. Este descenso es debido a múltiples factores, algunos explicados en este capítulo, como pueden ser su liberalización, mayor diversificación en las energías primarias de generación, precio más contenido de los combustibles, mayor presión por parte de las administraciones, etc.

El siguiente cuadro resumen, muestra esta evolución al descenso de las tarifas eléctricas en los últimos años, es importante observar que a partir del año 2000, se espera que el descenso se frene, llagándose según algunos autores a la estabilización de su coste.

Año 1997:	3%
Año 1998:	2%
Años 1999-2001:	1% anual

Tabla nº 11. Evolución del coste de las tarifas eléctricas en los próximos años.

8. PROBLEMAS RESUELTOS SOBRE DIVERSOS TIPOS DE TARIFA

Se desarrollan a continuación unos ejemplos de facturación de diferentes tarifas para así lograr una mejor comprensión de la aplicación de las tarifas eléctricas y de sus complementos. Como en estos ejemplos interviene el precio de la energía que se fija anualmente, asignaremos un precio genérico para todos los ejercicios.

$$kW = A \left[\frac{\text{ptas}}{\frac{kW}{mes}} \right] \qquad kWh = B \left[\frac{\text{ptas}}{kWh} \right]$$

■ Tarifa 2.0

- Datos:
 - Potencia contratada: 5.5 kW.
 - Consumo 1.000 kWh.
 - Facturación bimestral.
- Resolución:
 - Término de potencia (Tp):

$$5.5kW \cdot A \left[\frac{\text{ptas}}{\frac{kW}{mes}} \right] \cdot 2meses = 11 \cdot A(\text{ptas})$$

- Término de energía (Te):

$$1.000kWh \bullet B\left(\frac{ptas}{kWh}\right) = 1.000 \bullet B(ptas)$$

- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,864 \bullet 1.05113 \bullet (Tp + Te) =$$

- IVA:

$$16\%(Tp + Te + Ie)en\% = IVA(ptas)$$

$$TOTAL.....T(ptas)$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También pueden ser propiedad del abonado, en cuyo caso no se cobrarían.

■ Tarifa 3.0, con discriminación horaria tipo 1

- Datos:

- Potencia contratada: 40 kW.
- Consumo 5.000 kWh.
- Consumo de energía reactiva: 1.500 kVARh.
- Facturación mensual.

- Resolución:

- Término de potencia (Tp):

$$40kW \bullet A\left[\frac{ptas}{\frac{kW}{mes}}\right] \bullet 1mes = 40 \bullet A(ptas)$$

- Término de energía (Te):

$$5.000kWh \bullet B\left(\frac{ptas}{kWh}\right) = 5.000 \bullet B(ptas)$$

- Complemento por energía reactiva:

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} = \frac{5.000}{\sqrt{5.000^2 + 1.500^2}} = 0.96$$

$$Kr(\%) = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21 = -2.55\%$$

Bonificación:

$$C_R = -2.55\%(Tp + Te) = -Energía..reactiva$$

- Complemento por discriminación horaria por no tener contador:

$$C_H = 20\% de Te = +discriminación..horaria$$

- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,864 \bullet 1.05113 \bullet (Tp + Te + C_R + C_H) en\% =$$

- IVA:

$$TOTAL.....T(ptas)$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

■ Tarifa 3.0, con discriminación horaria tipo 2

- Datos:
 - Potencia contratada: 40 kW.
 - Consumo activa:
 - Horas punta: 1.000 kWh.
 - Horas resto: 4.000 kWh.
 - Consumo de energía reactiva: 1.500 kVARh.
 - Facturación mensual.
- Resolución:
 - Término de potencia (Tp):

$$40kW \bullet A \left[\frac{\frac{ptas}{kW}}{mes} \right] \bullet 1mes = 40 \bullet A(ptas)$$

- Término de energía (Te):

$$5.000kWh \bullet B \left(\frac{ptas}{kWh} \right) = 5.000 \bullet B(ptas)$$

- Complemento por energía reactiva:

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} = \frac{5.000}{\sqrt{5.000^2 + 1.500^2}} = 0.96$$

$$Kr(\%) = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21 = -2.55\%$$

Bonificación: $C_R = -2.55\%(Tp + Te) = -Energía..reactiva$

- Complemento por discriminación horaria. Se aplica el precio del kWh de la tarifa 3.0:

$$C_H = \frac{T_{ej} \cdot \sum E_i \cdot C_i}{100} = B \frac{1.000 \cdot 40}{100} = +400 \cdot B$$

- Impuesto sobre la electricidad:

$$I_e = 4,864 \cdot 1.05113 \cdot (T_p + T_e + C_R + C_H) \text{ en } \% =$$

- IVA:

$$TOTAL \dots \dots \dots T(\text{ptas})$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

■ Tarifa 2.0, con discriminación horaria tipo 0

- Datos:
 - Potencia diurna contratada: 8.8 kW.
 - Potencia nocturna contratada: 13.860 kW.
 - Consumo día: 300 kWh.
 - Consumo valle: 1.700 kWh.
 - Facturación bimestral.
- Resolución:
 - Término de potencia (Tp):

$$8.8 \text{ kW} \cdot A \left[\frac{\text{ptas}}{\frac{\text{kW}}{\text{mes}}} \right] \cdot 2 \text{ meses} = 17.6 \cdot A(\text{ptas})$$

- Término de energía (Te):

$$300 \text{ kWh} \cdot B \left(\frac{\text{ptas}}{\text{kWh} \cdot \text{día}} \right) = 300 \cdot B(\text{ptas})$$

$$1.700 \text{ kWh} \cdot C \left(\frac{\text{ptas}}{\text{kWh} \cdot \text{noche}} \right) = 1.700 \cdot C$$

$$T_e = 300 \cdot B + 1700 \cdot C$$

- Impuesto sobre la electricidad:

$$I_e = 4,864 \cdot 1.05113 \cdot (T_p + T_e) \text{ en } \% =$$

- IVA:

$$TOTAL \dots \dots \dots T(\text{ptas})$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

■ **Tarifa 3.0, con discriminación horaria tipo 3, y con discriminación de la potencia a facturar modo 3**

■ Datos:

- Potencia contratada:
- Horas punta-llano: 50 kW.
- Horas valle: 200 kW.
- Medida de máxímetros:
- Horas punta-llano: 50 kW.
- Horas valle: 200 kW.
- Consumo activa:
- Horas punta: 1.500 kWh.
- Horas llano: 3.500 kWh.
- Horas valle: 10.000 kWh.
- Consumo de energía reactiva: 6.000 kVARh.
- Facturación mensual.

■ Resolución:

- Término de potencia (Tp):

$$Pf = 50 + 0.2(200 - 50) = 50 + 0.2 \cdot 150 = 80 \text{ kW}$$

$$Tp = 80 \text{ kW} \cdot A \left[\frac{\text{ptas}}{\frac{\text{kW}}{\text{mes}}} \right] \cdot 1 \text{ mes} = 80 \cdot A(\text{ptas})$$

- Término de energía (Te):

$$15.000 \text{ kWh} \cdot B \left(\frac{\text{ptas}}{\text{kWh}} \right) = 15.000 \cdot B(\text{ptas})$$

- Complemento por energía reactiva:

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} = \frac{15.000}{\sqrt{15.000^2 + 6.000^2}} = 0.93$$

$$Kr(\%) = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21 = -1.34\%$$

Bonificación: $C_R = -1.34\%(Tp + Te) = -\text{Energía..reactiva}$

- Complemento por discriminación horaria. Se aplica el precio del kWh de la tarifa 3.0:

$$C_H = \frac{T_{ej} \cdot \sum E_i \cdot C_i}{100} = B \frac{1.500 \cdot 70 - 10.000 \cdot 43}{100} = +3.250 \cdot B$$

- Impuesto sobre la electricidad:

$$I_e = 4,864 \bullet 1.05113 \bullet (T_p + T_e + C_R + C_H) \text{ en } \% =$$

- IVA:

$$TOTAL \dots \dots \dots T(\text{ptas})$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

■ Ejemplo de cálculo del modo 2. Con maxímetro.

Si disponemos de una potencia de contratación (P_c) = 100 kW, siendo las lecturas mensuales del contador de maxímetro, de enero a diciembre, las siguientes:

	Enero	Febrero	Mar.	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
P_c	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
P_m	100	90	85	80	50	105	110	120	95	85	90	100
P_f	100	90	85	85	85	105	120	150	95	85	80	100

Tabla nº 12. Lecturas del maxímetro correspondientes al problema.

- Calcular P_c , P_m , y P_f , para todos los meses del año.
- Resolución:
 - Enero: la P_m es igual a la P_c , por tanto: $P_f = P_m = 100$ kW.
 - Febrero: la P_m es menor que la P_c , pero está dentro del -15% de la P_c ; es decir, en nuestro caso 85 kW. Por tanto: $P_f = P_m = 90$ kW.
 - Marzo: la P_m es menor a la P_c , pero pasa lo mismo que en el mes de febrero, por tanto: $P_f = P_m = 85$ kW.
 - Abril: la P_m es menor a la P_c , e inferior al -15% de la P_c , por lo que: $P_f = 85\%$ de la P_c . En nuestro caso: $P_f = 0.85 \bullet 100 = 85$ kW.
 - Mayo: la P_m es menor a la P_c y al -15% de la P_c , por lo que al igual que en el mes de abril tendremos: $P_f = 85\%$ de la P_c . En nuestro caso: $P_f = 0.85 \bullet 100 = 85$ kW.
 - Junio: la P_m es superior a la P_c , pero esta dentro de margen del $+5\%$ de la P_c . En nuestro caso 105. Por tanto: $P_f = P_m = 105$ kW.
 - Julio: la P_m es superior a la P_c , y también al $+105\%$ de la P_c , por lo que:

$$P_f = P_m + 2 \left(\frac{P_m - 105 \bullet P_c}{100} \right) = 110 + 2 \left(\frac{110 - 105 \bullet 100}{100} \right) = 110 + 10 = 120 \text{ kW}$$

- Agosto: la P_m es superior a la P_c , y también a 105% de la P_c , por lo que se aplicará la misma fórmula que en julio:

$$P_f = P_m + 2 \left(\frac{P_m - 105 \bullet P_c}{100} \right) = 120 + 2 \left(\frac{120 - 105 \bullet 100}{100} \right) = 120 + 30 = 150 \text{ kW}$$

- Septiembre: la P_m es menor que la P_c , pero está dentro del -15% de la P_c ; es decir, en nuestro caso 85 kW. Por tanto: $P_f = P_m = 95$ kW.

- Octubre: la P_m es menor a la P_c , pero esta dentro del -15% de la P_c , es decir en nuestro caso 85 kW, por lo tanto: $P_f = P_m = 85 \text{ kW}$.
- Noviembre: la P_m es menor a la P_c , pero esta dentro del -15% de la P_c , es decir en nuestro caso 85kW. Por tanto: $P_f = P_m = 90 \text{ kW}$.
- Diciembre: la P_m es igual a la P_c , por tanto: $P_f = P_m = 100 \text{ kW}$.

CAPÍTULO XIV. DESPACHO ECONÓMICO

1. INTRODUCCIÓN AL DESPACHO ECONÓMICO

El conocimiento del flujo de cargas en un sistema eléctrico de potencia permite hallar la potencia activa y reactiva que debe entregar cada unidad generadora para atender una demanda de potencia determinada. El reparto de cargas o potencias entre generadores, depende de las condiciones de operación que se impongan. La demanda de potencia en un sistema eléctrico puede ser generada en un elevado número de formas; de todos los posibles repartos de carga interesa aquel que supone un mínimo coste de generación. El objetivo de este capítulo es el estudio de la operación económica de un sistema eléctrico de potencia. El problema que se plantea es el siguiente: conocida la demanda de potencia total en el sistema averiguar la potencia que debe de entregar cada unidad para que el coste total de generación sea mínimo. Este estudio recibe el nombre de Despacho Económico.

El funcionamiento de un sistema de potencia requiere una serie de operaciones o funciones de control cuyo número y complejidad dependerá de la dimensión del sistema y del grado de seguridad que se quiera obtener. El despacho económico debe ser considerado como una función a realizar dentro de un conjunto más amplio de operaciones, cuya misión es la de alcanzar la seguridad y calidad de servicio deseado con un mínimo de coste de generación.

Aunque la finalidad última de las empresas es la obtención de unos beneficios, estos siempre deberán pasar ineludiblemente por unos condicionantes previos. Estos condicionantes seguirán este orden: seguridad, calidad y finalmente economía.

- Seguridad: la compra, instalación y mantenimiento de equipos de seguridad (interruptores, seccionadores, diferenciales, etc.), siempre suponen un desembolso económico que hay que asumir, aunque esto repercuta en un menor volumen de ingresos. Incluso si por afán ahorrativo no se considerará indispensable su colocación, las normas nos recuerdan que nunca podemos prescindir de ellos.
- Calidad de servicio: de poco serviría un suministro a más bajo precio, si por ejemplo, de forma repetitiva se produjeran cortes del mismo. Nos interesa un suministro que mantenga la potencia, la tensión y la frecuencia lo más constante posible, asimismo que se asegure una continuidad en el servicio. Todo esto conlleva disponer de aislantes acordes para las tensiones empleadas, secciones de conductores aptas para la intensidad de transporte, unos límites de potencias máximas para los alternadores, y de una infraestructura de instalaciones que permitan el flujo de potencia deseado sin sobresaltos. El precio de estos elementos e instalaciones también gravará el beneficio final, pero nunca, por esto, se emplearán.
- Economía de servicio: una vez se han cubierto las necesidades de seguridad, y de calidad de servicio, entonces (y nunca antes), se procederá al despacho económico, es decir a sacar el máximo partido económico de la instalación.

Es muy diferente la formulación de un problema de optimización económica en un sistema eléctrico de potencia dependiendo del tipo de generación existente en el sistema; en general, se distingue entre generación de origen térmico y generación de origen hidráulico.

- En la generación de origen exclusivamente térmico: se calcula el reparto de cargas suponiendo que las unidades seleccionadas pueden atender cualquier demanda de potencia, dentro de los límites permitidos para cada unidad. El despacho económico se puede realizar con intervalos de pocos minutos suponiendo que la demanda de potencia se mantiene constante durante cada intervalo. La optimización es un proceso estático en el cual no es importante la variable tiempo.
- En la generación de origen hidráulico: será necesario considerar la disponibilidad de agua para generación en cada central durante el intervalo para el que se realiza el estudio; el proceso de optimización

será dinámico y tendrá en cuenta la evolución de la demanda de potencia con el tiempo, de forma que la potencia asignada a cada central para satisfacer la demanda de potencia total no requiera una cantidad de agua superior a la disponible para generación de energía eléctrica. En países como España, la disponibilidad de agua es un problema que se repite año tras año, y por tanto, no debe olvidarse.

En el funcionamiento de un sistema eléctrico se debe asegurar la máxima calidad y continuidad en el servicio con un mínimo coste; para conseguir tales fines son necesarias una serie de operaciones de medida, análisis y control, entre los que se encuentra el despacho económico. En la siguiente sección de este capítulo se presenta una breve introducción al control de un sistema eléctrico de potencia, que permitirá relacionar el despacho económico con el resto de operaciones y obtener una visión más completa de este tipo de sistemas.

2. CONTROL DE UN SISTEMA DE POTENCIA

La demanda de potencia, a lo largo de un día será variable dependiendo del día de la semana considerado, de la estación del año, e incluso de la ubicación geográfica en la que se halla situado el sistema. A pesar de estas matizaciones, la curva de carga no variará mucho, presentando puntas y valles; en la curva de la figura se puede distinguir un valor mínimo, la carga de base, y un valor máximo, la punta de carga.

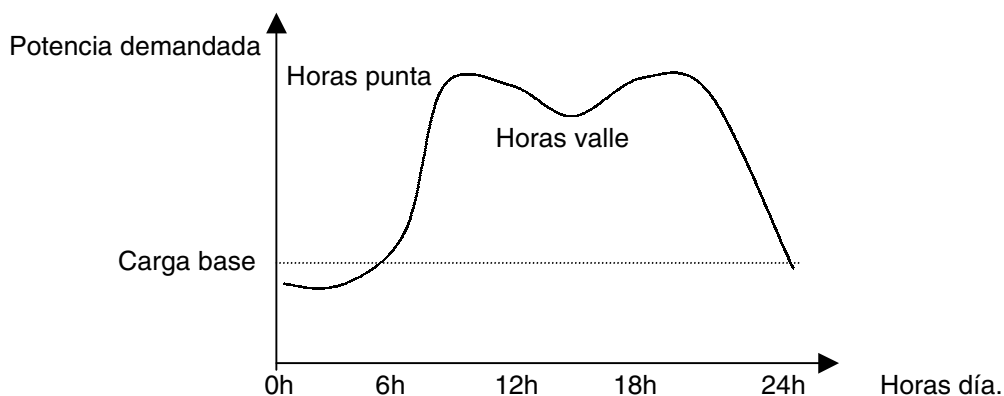


Figura nº 1. Curva de carga diaria.

Aquí nos surge un problema importante. Por una parte la demanda de potencia, como queda reflejado en la figura, es muy variable con el tiempo; por otro lado, las grandes centrales productoras de energía eléctrica son poco regulables (el tiempo necesario para colocar en sincronismo un grupo térmico es muy considerable, de forma que las centrales térmicas y nucleares se consideran prácticamente no regulables), no pudiendo seguir la evolución de la curva de demanda; por último existe la imposibilidad de obtener un gran almacenamiento de energía eléctrica que permita, cuando sea necesario, disponer de ella. Todas estas limitaciones nos obligan a realizar una previsión de la demanda de potencia para preparar y seleccionar con suficiente antelación los grupos necesarios. Así nacen dos tipos de previsiones: las “a corto plazo”, y las “a largo plazo”:

- Una estimación de carga a corto plazo: entre un día y varias semanas, es necesaria para la selección de las unidades que atenderán la carga y de las unidades de reserva. Es decir, con la infraestructura que disponemos, ¿cómo se utilizará para obtener el mayor rendimiento económico?, siempre considerando prioritariamente la seguridad y calidad de servicio.
- La previsión de carga a largo plazo: cubre un período que puede ser superior a un año, y es necesaria para planificar el mantenimiento y las futuras necesidades de generación. En estas previsiones ya no se

trata de seleccionar las instalaciones deberán funcionar, sino más bien, sí es necesario, ampliar, reducir o mejorar estas instalaciones.

La selección de unidades que trabajan en paralelo durante un determinado intervalo de tiempo se realiza considerando el coste de operación y ciertos aspectos técnicos, como son las características de regulación o los límites de estabilidad. A los coste de operación, que incluyen costes de combustible, de mantenimiento y amortización de las instalaciones, hay que añadir el coste de arrancada y de parada que presenta cada unidad generadora.

Cada tipo de central tendrá una zona o régimen de carga donde será más útil, así de forma resumida el reparto de cargas de sistema de potencia será atendido de la siguiente forma:

- La potencia base será atendida por unidades de regulación muy lenta, cuya potencia de salida se mantendrá sensiblemente constante y que presenten una gran producción de energía eléctrica; dentro de esta categoría se incluyen las centrales nucleares y las centrales térmicas convencionales.
- El exceso de demanda sobre la carga base puede ser atendida por unidades regulables, como pueden ser las centrales hidroeléctricas y, en caso de no existir una generación suficiente de este tipo, por unidades térmicas. Estas centrales son más regulables, aunque presentan el inconveniente de no ser grandes productoras de energía.
- Las puntas de carga serán alimentadas por unidades cuya regulación y puesta en marcha sea muy rápida; dentro de esta categoría se encuentran las minicentrales hidroeléctricas y las unidades térmicas con turbina de gas. La potencia que pueden entregar estas unidades es inferior a las restantes.

Como más regulable sea una central, menos potencia puede entregar, así las grandes centrales térmicas o nucleares no son regulables, y en cambio las pequeñas turbinas de gas alcanzan el sincronismo en poco tiempo. Tampoco debe olvidarse que, siempre es necesario que exista una cierta generación de reserva, es decir que la potencia total disponible sea en todo momento superior a la demanda de carga prevista, así se evitarán cortes de suministro del todo indeseados.

Para estudiar la vulnerabilidad de un sistema de potencia frente a cualquier perturbación o contingencia, se hace imprescindible un análisis que contemple una serie de restricciones, como son: los límites de operación que tiene cada componente, o aquellas que se derivan de un análisis de seguridad. Las restricciones de seguridad, nunca deben ser violadas si se desea asegurar la continuidad del servicio y el buen funcionamiento del sistema. Asimismo el cálculo del despacho económico permite determinar la potencia que deben entregar las unidades seleccionadas para atender la carga de forma que el coste de generación sea mínimo, el planteamiento de este problema depende, tal como se ha mencionado en la sección anterior, del tipo de unidades generadores que existan en el sistema en estudio.

Para que, en todo momento sea conocida la situación de un sistema eléctrico de potencia, es necesario disponer, de forma permanente, de un conocimiento fiable de la situación real del sistema. Los datos necesarios son obtenidos mediante medidas del estado de las líneas e interruptores, así como de la potencia activa y reactiva que fluye por cada elemento de la red. Las medidas realizadas son transmitidas a un centro de control, dispuesto para tal fin, siendo inevitable que aparezcan errores debidos a las interferencias en las líneas de comunicación o al ajuste de los aparatos de medida. La estimación de estado es una operación imprescindible para conocer con precisión y fiabilidad el estado de una red a partir de las medidas realizadas.

Así del análisis de seguridad puede dar lugar a ciertos cambios en la estructura de la red (qué líneas debemos utilizar en cada momento para el transporte de energía eléctrica, por ejemplo); la selección de las unidades generadoras dará la orden de parada y puesta en marcha de los generadores (cuáles serán las unidades más apropiadas para entregar el volumen de energía demandado); y finalmente, el despacho económico indicará la potencia que debe entregar cada unidad generadora (desde el punto de vista del mayor rendimiento en beneficios).

Esta explicación, representada en forma de esquema en la figura siguiente, muestra de forma orientativa, algunas de las operaciones de control que se realizan en un sistema de potencia. El funcionamiento real es mucho más complejo y exige ciertas operaciones adicionales. Una de las funciones fundamentales y más precisas de un sistema de control, por ejemplo, es la de mantener la frecuencia de operación en todas las unidades generadoras dentro de límites muy estrictos alrededor de la frecuencia principal. El control de la frecuencia es realizado en cada generador por separado y teniendo en cuenta las interacciones con los restantes generadores; su ejecución tiene lugar con intervalos de tiempo que pueden variar entre unos pocos segundos y un minuto. Variaciones en la frecuencia de un área de control representarían aumentos o disminuciones de potencias entregadas inadmisibles.

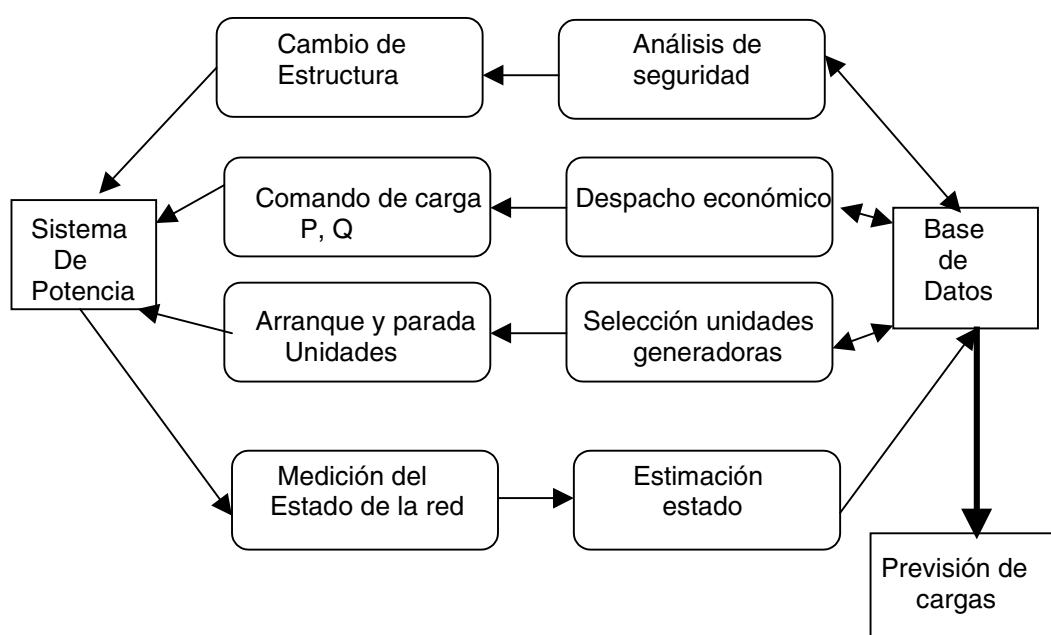


Figura 2. Funciones básicas de control en un sistema de potencia.

3. FUNCIONAMIENTO ECONÓMICO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS

Aunque ya se han explicado ampliamente las centrales convencionales y las centrales de energía renovables en los capítulos precedentes, unas puntualizaciones sobre las centrales convencionales nos ayudara a entrar en la operación económica de los sistemas de potencia.

En una central térmica el generador eléctrico convierte en energía eléctrica la energía mecánica entregada por la turbina. El aporte de vapor a la turbina es suministrado de diferente forma según se trate de una central térmica convencional (en tal caso el vapor será generado en una caldera), o de una central térmica nuclear (el vapor será generado en el reactor de fisión). Si la central es hidroeléctrica será la fuerza del agua la encargada de suministrar la energía mecánica que mueva los alabes de la turbina. Sea cual sea el sistema de generación, una central generadora de energía eléctrica, requiere una determinada potencia para atender servicios auxiliares, como el alumbrado de la propia central o el accionamiento de bombas y ventiladores. Debido al consumo que requieren estos servicios auxiliares, es necesario distinguir entre potencia bruta y potencia neta, siendo esta última la potencia disponible para el sistema eléctrico al que está conectada la central.

Cada tipo de central se deberá tratar de distinta forma, ya que distintos serán sus comportamientos en cuanto a consumos. En una central hidroeléctrica, el problema lo representará la posibilidad de

disponer de agua para accionar las turbinas, aunque sí se dispone de ella, el precio de la materia primera (agua), será insignificante. Por el contrario una central térmica convencional, no se tendrá problemas en obtener su combustible, aunque para ello se pagará un alto precio. En el estudio del despacho económico es fundamental el modelo de entrada-salida en cada unidad generadora. En el caso de una central térmica, la característica de entrada puede ser la cantidad de combustible, medido en toneladas de carbón o en millones de m³ de fuel-oil por hora, necesarios para generar la potencia (medida en MW), que se toma como la característica de salida. Si se multiplica la cantidad de combustible necesaria para obtener la potencia de salida por el coste de combustible, la característica que se obtiene relaciona el coste de generación, en ptas/h, con la potencia de salida. El coste calculado de esta forma es un coste variable, dependiente de la potencia generada; sin embargo, el coste total de la generación de una central térmica será la suma de costes fijos, que incluyen coste de mantenimiento, de personal y de amortización de las instalaciones, y de coste variables, siendo estos últimos función de la potencia activa que entrega la central.

En la operación de una central térmica (nuclear o convencional), es necesario considerar ciertas restricciones, ya que la potencia de salida puede variar entre un valor máximo y un valor mínimo. La existencia de un valor máximo es obvia ya que cualquier unidad dispone de una potencia nominal cuyo valor no conviene superar excepto en determinadas emergencias y por un corto período de operación. El valor mínimo, en cambio, viene fijado por ciertas características del generador eléctrico y por restricciones propias del generador de vapor.

Por su parte la potencia reactiva que entrega un generador eléctrico a la red se puede regular mediante la excitación del generador, no dependiendo su valor de la potencia mecánica que acciona la unidad generadora, o lo que es lo mismo, de la cantidad de combustible consumido. La incidencia del coste de la potencia reactiva sobre el coste de una central eléctrica puede considerarse por tanto nulo.

Así es mucho más práctico, para el estudio del despacho económico, definir un coste incremental o marginal de una unidad térmica, que no contabilizándose de forma absoluta. Ese coste marginal se define como la relación entre el aumento en el coste de combustible y el aumento que se origina en la potencia neta de salida.

$$\lambda = \frac{\partial C}{\partial P} \quad (\text{ptas/MWh})$$

Las centrales eléctricas pueden clasificarse en las cuatro categorías siguientes:

- **Centrales térmicas convencionales:** son grandes centrales, las cuales entregan grandes cantidades de potencia. Estas centrales consumen combustibles de origen fósil, pudiendo distinguirse entre centrales que queman combustibles líquidos, sólidos o de gas. Su misión dentro de un sistema de potencia es, generalmente, la de atender la carga de base, operando de forma continua. También pueden funcionar con centrales de reserva; en este caso, la selección de unidades que han de atender los incrementos previstos en la demanda se realizará teniendo en cuenta la disponibilidad de unidades y los costes de puesta en marcha y parada de cada unidad generadora.
- **Centrales térmicas nucleares:** son grandes centrales que entregan ingentes cantidades de potencia. Las turbinas y generadores eléctricos en este tipo de centrales son similares a los que existen en las centrales térmicas convencionales; sin embargo, presentan diferencias notables en el generador de vapor, mientras que las térmicas clásicas disponen de calderas, las nucleares utilizan reactores nucleares aptos para la fisión. La regulación de potencia en una central nuclear es un proceso muy lento, por lo que su potencia de salida se mantiene prácticamente constante durante largos intervalos de tiempo. Las unidades de generación con origen nuclear operan como centrales de base, es decir atendiendo la carga de base.
- **Centrales hidroeléctricas:** normalmente estas centrales generan cantidades de potencia menores que las anteriores, pero por el contrario son más rápidas en ponerse en sincronismo con la red. Esto las

hace situarse en una posición intermedia, ya que aún producen suficiente energía para alimentar extensas zonas y por otra parte son regulables, pudiéndose adaptar a las normales variaciones de la curva de la demanda de potencia. Las unidades de generación con origen hidroeléctrico operan como centrales para los excesos de carga, y en ocasiones como reserva para cubrir la carga base.

- **Centrales de gas:** se entiende por centrales de gas, las pequeñas centrales térmicas con potencias de unos pocos MW, pero que por el contra son muy rápidas en conectarse a la red (normalmente en pocos minutos). Su rapidez y el poco volumen de potencia generado, las restringe a operar como centrales para cubrir las horas punta, o situaciones con cargas variables e imprevistas.

4. CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN

Uno de los problemas principales con los que todavía se enfrenta el sector eléctrico lo representa la imposibilidad de almacenar grandes cantidades de energía. A este problema se le debe añadir que las grandes centrales productoras de energía eléctrica (térmicas y nucleares), no son regulables. Finalmente, un problema se añade a los anteriores, y es que la demanda de potencia a lo largo del tiempo es muy variable, fluctuando entre amplios márgenes. En resumen, la demanda de potencia es muy variable, pero para cubrirla no se dispone ni de reservas con las que regular el flujo de potencia, ni con centrales capaces en unos instantes de cambiar su producción, adaptándola a los valores cambiantes del consumo.

¿ Cómo se organizan las compañías eléctricas para hacer frente a estos problemas?. No existe una respuesta única, pero casi todas las compañías generadoras disponen de líneas de interconexión con las compañías vecinas. Las líneas de interconexión permiten compartir las fuentes de generación en casos de emergencia, ó, en condiciones normales de funcionamiento, vender o comprar los excedentes o déficits que se produzcan en su producción. De esta forma se consigue un aprovechamiento más racional y una economía con mayores beneficios.

Con el propósito de tener control sobre el sistema, las compañías dividen sus zonas en áreas de control que, generalmente, forman las fronteras entre una o más compañías. Debido a esta interconexión, surgen algunos términos importantes:

- **Intercambio neto de potencia:** es la diferencia algebraica entre la generación de potencia del área y la carga consumida por el área (más las pérdidas). Se hace una programación con las áreas vecinas para tales flujos en las líneas de interconexión y mientras una área mantenga el intercambio de potencia programado está, evidentemente, cumpliendo con su responsabilidad primaria de absorber sus propios cambios de carga. Es decir, para que exista intercambio neto de potencia, es requisito indispensable que previamente se cumplan las obligaciones energéticas con la propia área, más las pérdidas que puedan surgir. Solo entonces, suponiendo que exista un remanente de potencia, se podrá hablar de intercambio neto de potencia.

Como cada área comparte los beneficios de la operación interconectada, también se espera que comparta la responsabilidad de mantener, dentro de su zona de control, la frecuencia, la tensión, y el factor de potencia dentro de los límites permitidos por los organismos oficiales.

Los cambios en la frecuencia ocurren porque varía aleatoriamente la carga del sistema a través del día, de manera que no se puede asegurarse una predicción exacta de la demanda real de potencia. El desequilibrio entre la generación de potencia real y la demanda de la carga (más las pérdidas), a través del ciclo diario de carga, causa que la energía cinética de rotación se añada o se tome de las unidades generadores en operación, dando como resultado, una variación de la frecuencia a través del sistema interconectado. Así si la generación de potencia real es superior a la demanda esperada, existirá un exceso de velocidad en las unidades generadoras que repercutirá en un aumento en el valor de la frecuencia. Por el contrario, si la potencia real generada es menor que la demanda de

potencia esperada, las unidades de generación perderán velocidad, lo que repercutirá en un menor valor de la frecuencia.

Cada área de control tiene una instalación central llamada centro de control de energía, que mide la frecuencia del sistema y los flujos reales de potencia en las líneas de interconexión con las áreas vecinas. La diferencia entre la frecuencia deseada y la real del sistema se combina con la diferencia del intercambio total programado para formar una medida compuesta, conocida como error de control del área, o simplemente ECA. Para eliminar el error del área de control, el centro de control de energía envía órdenes a las unidades generadoras situadas en las plantas dentro de su área. De esta forma se controla los errores que pudieran existir en las salidas de los generadores, error de control de la estación, o simplemente (ECE), de forma que se restaure el intercambio de potencia a los valores programados y que se restaure la frecuencia del sistema al valor deseado. La medición, telemetría, procesamiento y funciones de control se coordinan dentro del área individual por medio del sistema de control automático de generación (CAG), basado en un sistema informatizado, que se tiene en el centro de control de energía.

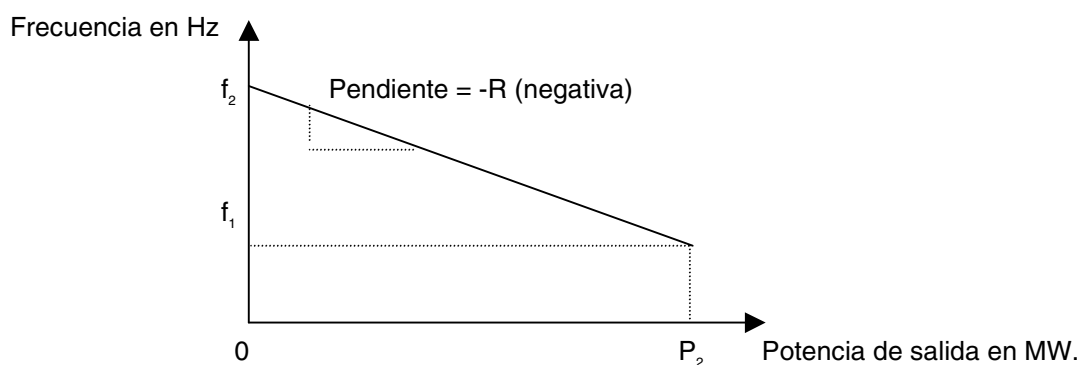


Figura nº 3. Característica de control de velocidad-gobernador de una unidad generadora.

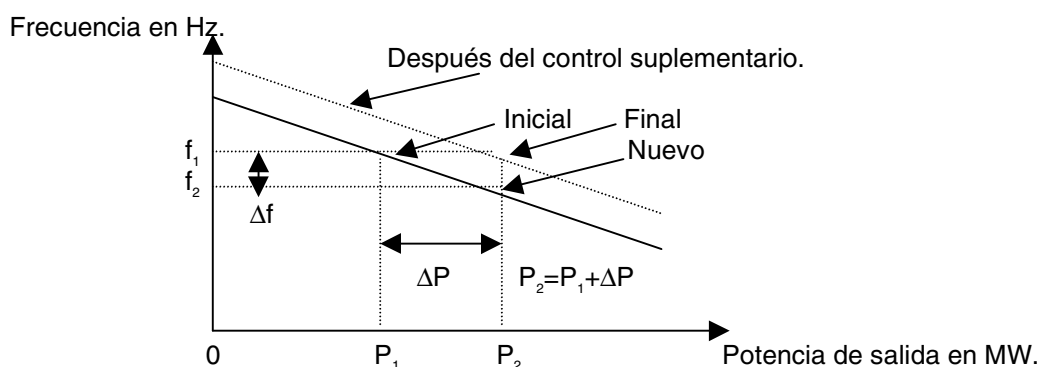


Figura nº 4. Incremento, antes y después, en la carga y control suplementario.

Con el fin de comprender las acciones de control en las plantas de potencia, consideraremos primero la combinación caldera-turbina-generador de una unidad térmica generadora. La mayoría de los turbogeneradores de vapor (y también de las hidroturbinas), que se encuentran en servicio, están equipadas con gobernadores de velocidad situados en las entradas de las turbinas. La función del gobernador de velocidad es medir continuamente la velocidad turbina-generador y controlar las válvulas reguladores que ajustan el flujo de vapor en la turbina (o la posición de la compuerta en las hidroturbinas), en respuesta a los cambios en la “velocidad del sistema” o frecuencia. Se usarán los términos velocidad y frecuencia indistintamente porque describen cantidades que son proporcionales.

Con el fin de permitir la operación en paralelo de las unidades generadoras, la característica que gobierna la velocidad en función de la potencia de salida de cada unidad tiene una pendiente decreciente que significa que un incremento en la carga viene acompañado de un decremento en la velocidad, de la forma mostrada por la línea recta de la figura 4º.

De la figura número 4º, se obtiene que la regulación vendrá dada por:

$$R = \frac{(f_2 - f_1)}{P_g} \text{ (Hz/MW)}$$

Con f_2 = frecuencia (en Hz) sin carga
 f_1 = frecuencia (en Hz) a una salida P_{gr} en megawatts nominales

En esta expresión, R es la pendiente de la característica de velocidad decreciente (en Hz/MW). Supóngase que la unidad está suministrando una potencia de salida P_1 a la frecuencia f_1 , cuando la carga se incrementa a un valor $P_2 = P_1 + \Delta P$, como se muestra en la figura número 4º la frecuencia desciende hasta f_2 . Conforme la velocidad de la unidad decrece, el gobernador de velocidad permite un mayor paso de vapor desde la caldera (o agua desde las compuertas), a través de la turbina para impedir el decremento en velocidad. El equilibrio entre la potencia de entrada y salida ocurre, como se muestra, a la nueva frecuencia $f_2 = f_1 + \Delta f$. De acuerdo con la pendiente de la característica velocidad-salida dada por la ecuación anterior, el cambio de frecuencia (en Hz) es

$$\Delta f = -R \bullet \Delta P$$

La unidad aislada de la figura número 4º, podría continuar operando a la frecuencia reducida f_2 si no fuera por acción de control suplementario del cambiador de velocidad. El mecanismo de control de velocidad tiene un motor de cambio de velocidad que puede variar paralelamente la característica de regulación a la nueva posición mostrada por la línea punteada de la figura número 4º.

Efectivamente, el cambiador de velocidad complementa la acción del gobernador, al cambiar la velocidad para permitir la entrada de más energía desde la fuente mecánica, a través de un incremento de la energía cinética de la unidad generadora, de forma que ésta puede operar nuevamente a la frecuencia deseada f_1 , mientras se suministra la nueva salida P_2 .

Cuando K unidades generadoras están operando en paralelo en un sistema, sus características velocidad-pendiente decreciente determinan cómo se deben repartir los cambios de carga entre ellas en el estado permanente. Considere que las K unidades están operando sincrónicamente a una frecuencia dada, cuando la carga cambia en ΔP megawatts. Debido a que las unidades están interconectadas por las redes de transmisión, se requiere que operen a velocidades que corresponden a la frecuencia común. En concordancia, en el equilibrio de estado estable, después de la acción inicial del gobernador, todas las unidades cambiarán en frecuencia por la misma cantidad incremental Δf , en Hz. Los cambios correspondientes en las salidas de las unidades están dados por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Unidad 1: } \Delta P_{g1} = -\frac{S_{R1}}{R_1} \frac{\Delta f}{f_R} \text{ en MW}$$

$$\text{Unidad 2: } \Delta P_{g2} = -\frac{S_{R2}}{R_2} \frac{\Delta f}{f_R} \text{ en MW}$$

$$\text{Unidad i: } \Delta P_{gi} = -\frac{S_{Ri}}{R_i} \frac{\Delta f}{f_R} \text{ en MW}$$

Sí se suman estas ecuaciones se obtendrá el cambio total en salida:

$$\Delta P = - \left(\frac{S_{R1}}{R_1} + \dots + \frac{S_{Ri}}{R_i} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_K} \right) \frac{\Delta f}{f_R} \text{ en MW}$$

Siendo el cambio en frecuencia del sistema:

$$\frac{\Delta f}{f_R} = \frac{\Delta P}{\left(\frac{S_{R1}}{R_1} + \dots + \frac{S_{Ri}}{R_i} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_K} \right)}$$

Al sustituir esta última ecuación, en la ecuación de ΔP , obtenemos, la salida adicional de potencia ΔP_{gi} de la unidad i .

$$\Delta P_i = \frac{\frac{S_{Ri}}{R_i}}{\left(\frac{S_{R1}}{R_1} + \dots + \frac{S_{Ri}}{R_i} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_K} \right)} \Delta P_{..} (MW)$$

Esta ecuación combina las salidas adicionales de las otras unidades para satisfacer el cambio de carga del sistema ΔP . Las unidades continúan operando en sincronismo a la nueva frecuencia del sistema, excepto cuando se ejerce el control suplementario del sistema de CAG en el centro de control de energía del área en la que ocurre el cambio de carga. Cuando esto ocurre se envían señales de elevación o disminución de algunos o de todos los cambiadores de velocidad en las plantas de potencia del área en particular. A través del control coordinado del conjunto de valores de operación de los gobernadores de velocidad, es posible llevar a todas las unidades del sistema a la frecuencia deseada f_1 y obtener cualquier reparto de carga deseado dentro de las capacidades de las unidades generadoras.

Por lo tanto, los gobernadores de velocidad en las unidades de los sistemas interconectados tienden a mantener el balance carga-generación en lugar de una velocidad específica, mientras que el control suplementario del sistema del control automático de generación, dentro del área de control individual funciona de tal manera que:

- El área absorba sus propios cambios de carga,
- Suministre el intercambio total acordado con las áreas vecinas,
- Asegure la salida en despacho económico deseada de cada planta del área.
- Permita que el área haga su parte correspondiente en mantener la frecuencia deseada del sistema.

El ECA (error del área de control, o error de control del área), se registra continuamente en el centro de control de energía para saber si el área individual está cumpliendo con estas tareas.

El diagrama a bloques de la figura siguiente, indica el flujo de información en un ordenador que controla un área en particular. Los números encerrados en círculos que son adyacentes al diagrama identifican las posiciones sobre el diagrama, que permiten simplificar el análisis que se hará de la operación de control. Los círculos más grandes en el diagrama, que encierran los símbolos (x) o (Σ), indican los puntos de multiplicación o suma algebraica de las señales que acceden a ellos.

En la posición (1), se indica el procesamiento de información del flujo de potencia en las líneas de interconexión con las otras áreas de control. El intercambio neto real (P_a) es positivo cuando la

potencia neta esta fuera del área. El intercambio total programado es (P_s). En la posición (2), se resta el intercambio total programado del intercambio total real. Se analizará la condición en la que el intercambio total real y el intercambio total programado están fuera del sistema y por lo tanto son positivos.

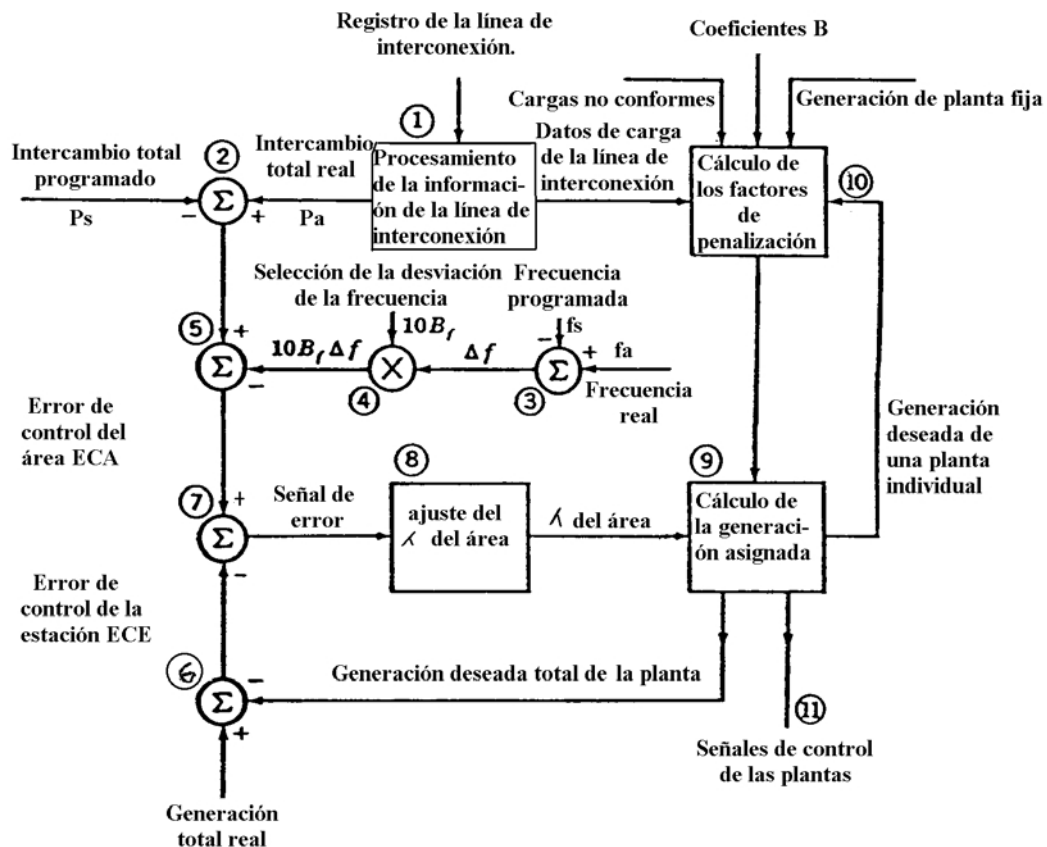


Figura nº 5. Diagrama de los bloques con la operación de control por ordenador de un área.

La posición (3), en el diagrama indica la resta de la frecuencia programada (f_s), (por ejemplo 50 Hz), de la frecuencia real (f_a), con lo que se obtiene (Δf), esto es, la desviación del sistema. La posición (4), en el diagrama indica la selección del sesgo de frecuencia B_f (un factor con signo negativo y unidades MW/0.1 Hz). Este sesgo se multiplica por $10 \cdot \Delta f$, para obtener un valor en megawatts que se llama sesgo de frecuencia ($10 \cdot B_f \Delta f$).

El sesgo de frecuencia (que es positivo cuando la frecuencia real es menor a la programada) se resta de ($P_a - P_s$) en la posición (5) para obtener el ECA, que puede ser positivo o negativo. En forma de ecuación se tiene

$$EAC = (P_a - P_s) - 10 \cdot B_f (f_a - f_s) \dots MW$$

Un ECA negativo significa que el área no está generando la potencia suficiente para enviar la cantidad deseada fuera del área. Hay una deficiencia en la salida de potencia total. Sin sesgo de frecuencia, la deficiencia indicada sería menor porque no habría desviación positiva ($10 \cdot B_f \Delta f$) que se

sume a P_s (que se resta de P_a), cuando la frecuencia real es menor que la programada, y el ECA sería menor. El área produciría generación suficiente para suministrar su propia carga y el intercambio acordado, pero no daría la salida adicional para asistir a las áreas vecinas interconectadas en la elevación de la frecuencia.

El error de control de estación (ECE) es la cantidad de generación real de todas las plantas del área menos la generación total deseada, tal como lo indica la posición (6) del diagrama. Este ECE es negativo cuando la generación deseada es mayor que la generación existente.

La clave para la operación de control total es la comparación del ECA y del ECE. Su diferencia es una señal de error como se indica en la posición (7) del diagrama. Si el ECA y el ECE son negativos e iguales, la deficiencia de la salida desde el área es igual al exceso de la generación deseada sobre la generación real, y no se produce señal de error. Sin embargo, este exceso de generación deseada, dará origen a una señal (indicada en la posición (11)) que alentará a las plantas a incrementar su generación y reducir la magnitud del ECE; el incremento resultante en la salida del área reducirá la magnitud del ECA al mismo tiempo.

Si el ECA es más negativo que el ECE, se tendrá una señal de error para incrementar la λ (coste incremental), del área y a su vez, este incremento dará origen a un incremento de la generación deseada de la planta (posición (9)). Cada planta recibirá una señal para incrementar su salida determinada mediante los principios del despacho económico.

En este análisis solamente se ha considerado de manera específica el caso del intercambio total programado fuera del área (intercambio total programado positivo), que es mayor que el intercambio total real con un ECA igual o más negativo que el ECE. El lector debe ser capaz de extender el análisis a otras posibilidades haciendo referencia a la figura anterior.

La posición (10) en el diagrama indica el cálculo de los factores de penalización para cada planta. Aquí, se almacenan los coeficientes B que se usan para calcular los $\delta P_L / \delta P_{gi}$, así como los restantes parámetros necesarios para contemplar las pérdidas en el transporte.

5. FUNCIONAMIENTO ECONÓMICO DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Los costes derivados de los productos y servicios, obtenidos en una empresa, es competencia de los ingenieros. En un sistema de potencia para la obtención de un beneficio sobre el capital invertido, es muy importante un funcionamiento adecuado. Las tarifas fijadas por los organismos reguladores, normalmente están muy controladas, ya que un aumento de las mismas repercute en un aumento general de los precios al consumo. Por otra parte la importancia de la conservación de los combustibles fósiles, ejerce una gran presión sobre las compañías que han de tratar de lograr una eficiencia máxima de explotación y mejorarla continuamente para mantener una relación razonable entre lo que paga el consumidor por kilovatio-hora y lo que le cuesta a la compañía su suministro. Por último los precios constantemente crecientes de combustibles, mano de obra, materiales y mantenimiento, terminan de configurar el entorno de las compañías eléctricas.

En resumen, los precios de venta de energía eléctrica están muy controlados (por la gran repercusión que ejercen sobre los bienes de consumo), en cambio todos los gastos y costes, (también derivados de su generación, transporte, y consumo), no paran de aumentar. ¿Cómo se las arregla el sector eléctrico para vencer este problema y poder seguir teniendo beneficios?. La respuesta pasa fundamentalmente por dos aspectos:

Los ingenieros diseñadores de maquinaria, han trabajado, con notable éxito, en el aumento de rendimiento de calderas, turbinas y generadores, habiendo conseguido una mejora continua, de tal forma que puede decirse que cada nueva unidad que se añade a una central térmica, trabaja con mejor rendimiento que cualquiera de las antiguas.

- Los ingenieros al operar un sistema para una condición dada de carga, deben determinar la contribución de cada central o planta generadora y, dentro de cada una de éstas, la de cada unidad, de forma que el costo de la energía suministrada sea un mínimo, es decir cumplir con el despacho económico.

Gracias a estas actuaciones se consigue con menos combustible obtener más MW, y con una buena planificación de las instalaciones e infraestructuras (despacho económico), un aprovechamiento más racional y completo de estos bienes limitados.

Un método antiguo de reducir al mínimo los costes, consistía en suministrar energía para pequeñas cargas desde la central de mejor rendimiento. Al ir aumentando la carga, la energía debía ser suministrada desde la central de mejor rendimiento hasta alcanzar el punto de rendimiento óptimo de tal central. Al seguir aumentando la carga había que comenzar a suministrar al sistema desde la segunda central de mejor rendimiento, no entrando la tercera hasta sobrepasar el punto de rendimiento óptimo de la segunda. Este método, aparentemente válido, falla en su concepción, ya que aún despreciando las pérdidas por transmisión, no se conseguía la reducción del costo al mínimo.

Primeramente se estudiará la distribución más económica de la salida de una central entre los generadores o unidades que la forman. Como un sistema se amplía frecuentemente, añadiendo o retirando unidades, dentro de las centrales existentes, las diversas unidades de una central tienen muchas veces características diferentes. El método que se desarrollará es aplicable también a la programación económica de la salida de la central para una carga determinada del sistema, sin tener en cuenta las pérdidas por transmisión. Seguidamente, y una vez estudiado el comportamiento económico entre unidades de una misma central, se estudiará un método de expresar las pérdidas por transmisión en función de las salidas de las diversas centrales. Finalmente, determinaremos cómo debe programarse la salida de cada una de las centrales del sistema para conseguir, un costo mínimo de la energía suministrada a la carga.

5.1. Distribución de cargas entre unidades de una misma central

La mayor parte de nuestra energía eléctrica continuará proviniendo de los combustibles fósiles o nucleares durante algunos muchos, hasta que un mayor número de centrales con energías hidroeléctricas, estén en funcionamiento y otras fuentes de energía (energías renovables), dispongan de la capacidad para asumir parte del trabajo. En este presupuesto basaremos nuestro estudio sobre la economía de los combustibles, en la convicción de que otros costos que son función de la salida de potencia pueden incluirse en la expresión para el costo del combustible, independientemente de si la fuente de energía es de combustible fósil o nuclear.

Para determinar la distribución económica de la carga entre las diversas unidades térmicas, formadas por una turbina, un generador y una caldera, el costo de operación de la unidad debe expresarse en términos de la salida de potencia. El costo de combustible es el factor principal en plantas de combustibles fósiles, y el costo del combustible nuclear también puede expresarse como función de la salida. En la figura se muestra una curva típica entrada-salida, la que representa una relación de la entrada de combustible para una central de combustible fósil en m^3 o toneladas de combustible, con respecto a la salida de potencia de la unidad en megavatios.

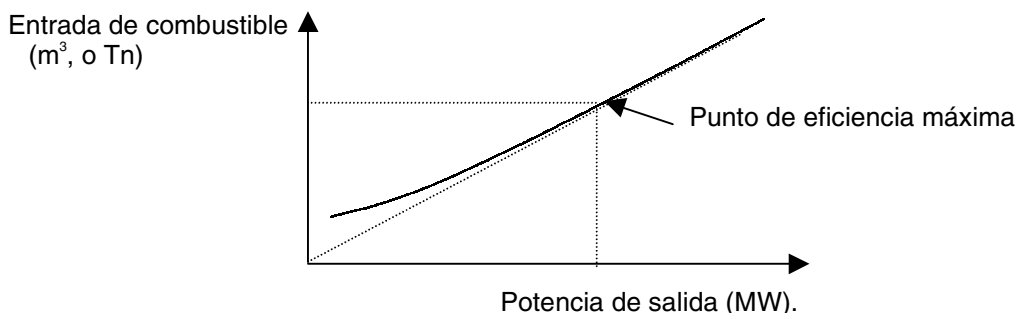


Figura nº 6. Curva de entrada-salida para una unidad generadora térmica.

Si se dibuja una línea por el origen a cualquier punto sobre la curva de entrada-salida, el inverso de la pendiente es la salida de la potencia en megavatios dividida por la entrada en valores de combustible (m^3 , por ejemplo), ó la razón de la energía de salida en megavatios-hora al combustible de entrada medido m^3 . Esta proporción es la eficiencia del combustible. La eficiencia máxima ocurre en el punto en que la pendiente de la línea desde el origen a un punto sobre la curva es mínima, es decir, el punto donde la línea es tangente a la curva. Para la unidad cuya curva de entrada-salida se muestra en la figura anterior, la eficiencia máxima se encuentra para una salida señalada por las rectas discontinuas.

El combustible requerido para una salida dada, fácilmente se convierte a pesetas por megavatio-hora. Como veremos, el criterio para distribución de la carga entre dos unidades cualesquiera se basa en, que si aumentamos la carga en la primera unidad, disminuyendo la en la misma proporción en la segunda unidad, resulta un aumento ó disminución en el costo total. Así, estamos tratando la variación del costo, que se determina por las pendientes de las curvas de entrada-salida en Ptas/MWh.

C_n = entrada a la unidad n, en ptas. por hora

P_n = salida a la unidad n, en megavatios

La variación del costo de combustible de la unidad, en ptas. por megavatio-hora, será:

$$\lambda = \frac{\partial C}{\partial P} \text{ en (Ptas/MWh)}$$

La variación del coste de combustible en una unidad generadora de energía, para una salida de potencia determinada, es el límite de la relación entre el incremento en el coste de la entrada de combustible en pesetas por hora y el correspondiente incremento de potencia en la salida de megavatios, cuando el incremento de potencia de salida tiende a cero. Normalmente estas variaciones del coste se dan para intervalos de tiempo en los cuales la salida de potencia ha aumentado en cantidades pequeñas. Por ejemplo, la variación del costo aproximado en cualquier salida específica es el costo adicional en pesetas por hora al aumentar la salida en 1 MW.

Realmente lo que se realiza es una aproximación de la curva de entrada-salida, a una recta, es decir, se línealiza la curva. Esto es debido a que, la variación del coste se determina midiendo la pendiente de la curva entrada-salida y multiplicándola por el coste del combustible en las unidades adecuadas. Como pequeñas cantidades de dinero por kilovatio-hora, son equivalentes a las pesetas por megavatio-hora y como un kilovatio es una cantidad de potencia pequeña frente a la salida normal de una unidad de una central térmica, la variación del coste de combustible puede considerarse como el coste de combustible en milésimos por hora para suministrar un incremento en la salida de un kilovatio.

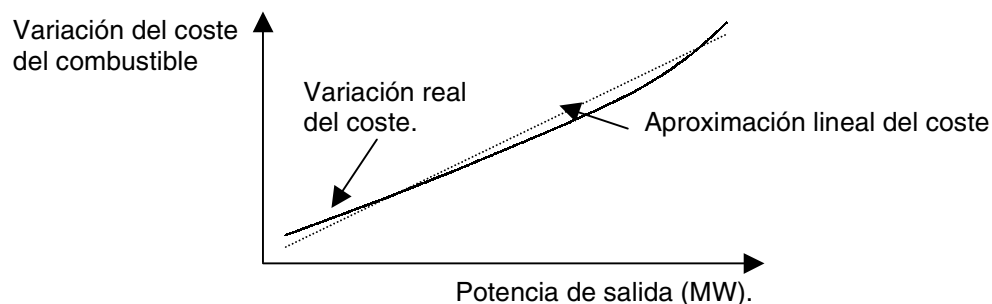


Figura nº 7. Variación del costo de combustible con respecto a la salida de potencia.

En la figura nº 7, se ha representado la variación del coste de combustible en función de la salida de potencia. Este gráfico se ha obtenido midiendo la pendiente de la curva entrada-salida en la figura nº

6, y tomando un coste de combustible determinado. También en esta última figura (nº 7), puede verse que la variación del coste de combustible, es sensiblemente lineal respecto a la salida de potencia en un amplio intervalo. Normalmente puede aproximarse la curva por una línea recta, como se observa en la figura, no generándose errores de importancia. La recta así obtenida responde a una ecuación como la siguiente:

$$\frac{\partial C}{\partial P} = A \cdot P + B$$

En esta ecuación cada término representa un valor determinado:

- $\delta C/\delta P$ = es la variación del coste por unidad de potencia (normalmente por MW).
- A = significa los costes variables (principalmente combustibles, y costes derivados de la producción), que por tanto son función de la potencia de salida P .
- B = a la suma de todos los costes fijos, como pueden ser amortizaciones, locales, instalaciones, maquinaria, salarios, etc.

Sí asignamos unos valores arbitrarios a las constantes A , y B , tendremos una ecuación como la que sigue:

$$\frac{\partial C}{\partial P} = 8 \cdot P + 1360 \text{ en Ptas/MWh}$$

En el ejemplo anterior, cuando la salida de potencia sea de 100 MW, la variación del coste es de 2160 pesetas por megavatio-hora. Este valor es el costo aproximado por hora al aumentar la salida en 1 MW y el ahorro en costo por hora al reducir la salida en 1 MW. Al multiplicar la ecuación por dP , e integrando de 100 a 101 resultan 2164 pesetas por hora.

Es decir no se elegirá una unidad por que de mejor rendimiento en conjunto, sino que se comprobará paso a paso (normalmente estos pasos, como se ha indicado, corresponden a fracciones de potencia de 1MW), como responden cada unidad (coste por incremento de potencia o coste incremental).

Con lo anteriormente expuesto, disponemos ya de base para comprender el principio que ha de servir de guía para la distribución de la carga dentro de las unidades de una central. Supongamos, por ejemplo, que la salida total de una central es suministrada por dos unidades, y que la carga se divide entre estas dos unidades, de tal forma que la variación del coste de combustible de una es mayor que la otra. Supongamos ahora que parte de la carga se transfiere de la unidad con variación del coste más alto a la otra. La disminución de carga en la unidad con variación del coste mayor dará lugar a una reducción de coste mayor que el incremento de coste por adición de la misma carga a la unidad con variación de coste más bajo.

La transferencia de carga de una unidad a la otra puede continuar con una reducción en el coste total de combustible hasta que la variación del coste en las dos unidades sea igual. Cuando esto ocurra, y a partir de ese momento, siempre se trabajará con costes iguales, aumentando la potencia de las unidades (si es necesario), en función del coste, nunca al revés. Así pues, el criterio para el reparto económico de la carga entre las unidades de una central, es que todas las unidades deben funcionar con la misma variación del costo de combustible. Si es preciso aumentar la salida de la central, la variación del coste a que funciona cada unidad aumentará, pero conservándose igual para todas ellas. El mismo razonamiento es extensible a una central con más de dos unidades.

El criterio que hemos desarrollado intuitivamente puede determinarse matemáticamente. Para ello imaginemos en una central con K unidades, entonces tendremos:

El coste total y la potencia total de la central en estudio, serán las sumas de los costes o de las potencias, respectivamente, de todas las unidades en funcionamiento que forman la central:

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_K = \sum_{n=1}^k C_n$$

$$P_R = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^k P_n$$

Donde: C_T = coste total de la central.
 C_i = coste de cada unidad en funcionamiento.
 P_R = potencia total de la central, que coincide al no existir pérdidas, con la potencia de los consumidores.
 P_i = potencia de cada unidad en funcionamiento.

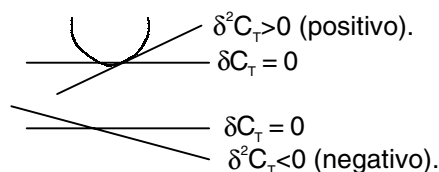
Es decir, C_T es el coste total de combustible y P_R la potencia total en las barras de la central. Transferida al sistema. El coste de combustible de las unidades individuales es $C_1, C_2, \dots, C_K$ y sus salidas correspondientes $P_1, P_2, P_3, \dots, P_K$.

Nuestro objetivo es obtener un valor mínimo de C_T para un P_R dado, lo que exige que el diferencial total sea $dF_T = 0$. Puesto que el costo de combustible depende de la salida de potencia de cada unidad, podemos expresarlo:

- Si $\delta C_T = 0$, tendremos una pendiente nula (puede ser un máximo o un mínimo). Si realizamos la segunda derivada, sabremos, de que tipo se trata:

- $\delta^2 C_T > 0$, entonces estamos delante de un mínimo:

- $\delta^2 C_T < 0$, entonces estamos delante de un máximo:



Como cuando derivemos por segunda vez, nunca puede dar más pequeño de cero, ya que la expresión es siempre positiva, no hará falta comprobarlo, y estaremos siempre delante de un mínimo:

$$\frac{\partial C}{\partial P} = A \bullet P + B \quad \text{por tanto:} \quad \frac{\partial^2 C_T}{\partial^2 P} = A > 0 \quad \text{mínimo de la función.}$$

Así pues ya estamos en condiciones de expresar el coste total, para que sea mínimo (será suficiente con buscar la primera derivada, ya que sabemos que la segunda siempre nos dará positivo y por tanto de un mínimo).

$$dC_T = \frac{\partial C_T}{\partial P_1} dP_1 + \frac{\partial C_T}{\partial P_2} dP_2 + \dots + \frac{\partial C_T}{\partial P_k} dP_k = \sum_{n=1}^k \frac{\partial C_T}{\partial P_n} dP_n = 0$$

Con el coste total del combustible dependiendo de las diferentes unidades, el requisito de P_R constante (potencia de los consumidores), significa la ecuación de P_R , es una restricción al mínimo valor de C_T . La restricción de que P_R permanezca constante exige que $dP_R = 0$, y así:

$$dP_R = dP_1 + dP_2 + \dots + dP_K = 0$$

Multiplicando esta última ecuación por λ , (Factor de Lagrange):

$$dP_R \lambda = dP_1 \lambda + dP_2 \lambda + \dots + dP_K \lambda = 0$$

Y restando la ecuación resultante, a la ecuación $dC_T = 0$, tendremos:

$$dC_T = \left(\frac{\partial C_T}{\partial P_1} - \lambda \right) dP_1 + \left(\frac{\partial C_T}{\partial P_2} - \lambda \right) dP_2 + \dots + \left(\frac{\partial C_T}{\partial P_K} - \lambda \right) dP_K = 0$$

Esta ecuación se logra si cada término es igual a cero, por tanto nos quedará:

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_1} = \frac{\partial C_T}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial C_T}{\partial P_K} = \lambda$$

Cada una de las derivadas parciales se convierte en derivada total, puesto que el costo de combustible de una unidad varía sólo si la salida de potencia de esa unidad cambia. Por tanto, la expresión anterior nos quedará:

$$\frac{dC_T}{dP_1} = \frac{dC_T}{dP_2} = \dots = \frac{dC_T}{dP_K} = \lambda$$

Así todas las unidades deben funcionar a la misma variación del coste de combustible para obtener un coste mínimo en pesetas por hora. Se ha demostrado matemáticamente el mismo criterio al que llegamos intuitivamente. El procedimiento se conoce como el método de los multiplicadores de Lagrange. El mismo desarrollo matemático, será necesario cuando consideremos el efecto de las pérdidas en la transmisión, sobre la distribución de cargas entre varias centrales para conseguir un mínimo en el costo de combustible para una carga especificada determinada.

Si la variación del coste de combustible de las unidades es aproximadamente lineal respecto a la salida de potencia, en el campo de funcionamiento que se considera, las ecuaciones que representan las variaciones del coste de combustible como funciones lineales de la salida de potencia, simplifican el cálculo. En estos casos, puede prepararse una tabla para asignar las cargas a cada unidad de una central, suponiendo valores diversos de λ . Así se obtendrá las salidas correspondiente de cada unidad, y sumando estas salidas, se determinará la carga total de la central para cada valor supuesto de λ .

La curva de λ , en función de la carga de la central establece el valor de λ , al cual debería funcionar cada unidad para una carga dada de la central. Si se especifican las cargas máximas y mínimas para cada unidad, probablemente algunas unidades no podrán funcionar con la misma variación de costo de combustible durante todo el tiempo, mientras que otras sí. En estos casos, las que puedan funcionar con la misma variación de costo, así lo aran, mientras que en las que no es posible permanecerán dentro de los límites especificados como máximos o mínimos de cada unidad.

Para aclarar estos aspectos, concernientes a diversas unidades de una misma central, se desarrolla a continuación un problema que servirá de ejemplo:

■ **Problema nº 1. Reparto de cargas entre unidades de una misma central para conseguir su funcionamiento en despacho económico.**

La variación unitaria del coste de combustible, en ptas/MWh, viene determinada, para dos unidades de una misma central, por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \frac{dC_1}{dP_1} &= 2.5P_1 + 500 \dots \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right] \\ \frac{dC_2}{dP_2} &= 3P_2 + 400 \dots \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right] \end{aligned}$$

Suponemos que las dos unidades trabajan durante todo el tiempo y que la carga total varía desde 50 a 250 MW, debiendo ser las cargas máxima y mínima de cada unidad 125 y 20 MW, respectivamente. Determinar la variación del coste de combustible y la distribución de carga entre las unidades para tener el coste mínimo en varias cargas totales.

Resolución

Para cargas pequeñas, la unidad 1, tendrá mayor variación del coste de combustible y trabajará en su límite inferior de 20 MW, para cuya carga, el valor de dC_1/dP_1 es de 550 ptas/MWh. Cuando la salida de la unidad 2, es para el mismo valor de 20 MW, $dC_2/dP_2 = 460$ ptas/MWh. Por tanto, a medida que la salida de la central aumenta, la carga adicional debe provenir de la unidad 2, hasta que $dC_2/dP_2 = 550$ ptas/MWh (se iguale con el valor de la unidad 1). Hasta que se alcance ese punto la variación del costo de combustible (λ de la central), se determina únicamente para la unidad 2, dejándose la unidad 1, trabajando a 20MW. es decir, cuando la carga de la central es 50 MW (el mínimo impuesto por el enunciado), la unidad 2 suministrará 30 MW con un $dC_2/dP_2 = 490$ ptas/MWh, suministrando los 20MW restantes la unidad 1, con una variación de coste de $dC_2/dP_2 = 540$ ptas/MWh.

Veamos el problema en números. Para la carga mínima con la que deben trabajar las unidades, las variaciones de coste, ascienden a:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 2.5P_1 + 500 = 2.5 \cdot 20 + 500 = 550 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 3P_2 + 400 = 3 \cdot 20 + 400 = 460 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

La carga mínima que debe entregar la central es de 50MW. Cómo la unidad 2, es más rentable que la unidad 1, haremos trabajar esta unidad hasta proporcionar los 50MW pedidos, dejando a la unidad 1, trabajando en su mínimo, que es de 20MW. Así para cubrir los 50MW, tendremos:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 2.5P_1 + 500 = 2.5 \cdot 20 + 500 = 550 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 3P_2 + 400 = 3 \cdot 30 + 400 = 490 \left[\frac{\text{ptas}}{\text{MWh}} \right]$$

Todavía no hemos alcanzado la misma variación de coste para las dos centrales, esta igualdad se dará cuando $\lambda_2=550$ ptas/MWh, y le corresponderá una potencia de salida de la unidad 2, de:

$$P_2 = \frac{\lambda - 400}{3} = \frac{550 - 400}{3} = 50MW$$

Por tanto, ya tenemos, el valor de $\lambda = 550$ ptas/MWh, para el cual se igualan los costes de las dos unidades. La primera dará 20MW, y la segunda 50MW, en total la salida de la central proporcionará 70MW.

Las demás condiciones de funcionamiento se determinan tomando diversos valores para λ , y calculando la salida de cada unidad y la del total de la central. Los resultados se han resumido en la siguiente tabla, utilizándose las siguientes expresiones:

$$P_1 = \frac{\lambda - 500}{2.5} \quad y \quad P_2 = \frac{\lambda - 400}{3}$$

Variación del coste λ (ptas/MWh)	Salida unidad 1ª (MW)	Salida unidad 2ª (MW)	Salida central (MW)
490	20 ($\lambda=550$)	30 ($\lambda=490$)	50
550	20 ($\lambda=550$)	50 ($\lambda=550$)	70
600	40	66.67	106.7
650	60	83.33	143.3
700	80	100	180
750	100	116.67	216.67
775	110	125	235
812.5	125 ($\lambda=812.5$)	125 ($\lambda=775$)	250

Tabla nº 1. Potencias de salida para las diferentes unidades considerando despacho económico.

En la tabla anterior, observamos que para $\lambda < 550$, la unidad 1, trabaja en su límite inferior y la carga adicional tendrá que proceder de la unidad 2, que es la que determina la λ de la central. Lo mismo ocurre para $\lambda > 775$, aunque en este caso es la unidad 2 la que trabaja en su límite superior y la carga adicional tendrá que ser suministrada por la unidad 1, siendo ésta la que determina el λ de la central.

Existe un método, para determinar la aportación de cada unidad al conjunto de la central, para una potencia determinada. Este método será expuesto teóricamente más adelante, pero es en este ejemplo donde demostraremos su utilidad. Las fórmulas que se utilizan, para dos unidades son:

$$\lambda = A_T \cdot P_T + B_T \quad \text{con} \quad A_T = \frac{A_1 \cdot A_2}{A_1 + A_2} \quad y \quad B_T = \left(\frac{B_1 \cdot A_2 + B_2 \cdot A_1}{A_1 + A_2} \right)$$

Aparte de las ya conocidas:

$$P_1 = \frac{\lambda - 500}{2.5} \quad y \quad P_2 = \frac{\lambda - 400}{3}$$

Las constantes, A_T , Y B_T , no dependen de la potencia de salida, siendo función de las características técnicas de las unidades. Son, por tanto, constantes y diferentes para cada grupo de unidades. En nuestro caso tendrán un valor:

$$A_T = \frac{A_1 \cdot A_2}{A_1 + A_2} = \frac{2.5 \cdot 3}{2.5 + 3} = 1.363$$

$$B_T = \left(\frac{B_1 \cdot A_2 + B_2 \cdot A_1}{A_1 + A_2} \right) = \left(\frac{500 \cdot 3 + 400 \cdot 2.5}{2.5 + 3} \right) = 454.54$$

Para una potencia total de salida de la central de 180MW, la λ , para funcionar el sistema con despacho económico, valdrá:

$$\lambda = A_T \cdot P_T + B_T = 1.363 \cdot 180 + 454.544 = 700 \text{ ptas.}$$

Y como todas las unidades tienen que funcionar con igual λ , las potencias de salida de cada unidad serán:

$$P_1 = \frac{\lambda - 500}{2.5} = \frac{700 - 500}{2.5} = 80 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_2 = \frac{\lambda - 400}{3} = \frac{700 - 400}{3} = 100 \text{ MW}$$

La distribución de cargas entre unidades, para una salida de potencia de la central, pueden hallarse también mediante procedimientos gráficos. Para ello se graficarán los resultados de las potencias de salida de cada una de las unidades y del total de la central, en función de los valores que vaya adoptando λ . Entrando con un valor determinado de la potencia total, conoceremos la λ , correspondiente. Con este valor de λ , es posible conocer el reparto de potencias entre unidades, bien mediante la misma gráfica o bien mediante las ecuaciones dadas anteriormente.

- **Problema nº 2: considerando los resultados del problema anterior. Determinar el ahorro en el coste de combustible, en pesetas por hora, en la distribución económica de varias de las cargas obtenidas. Verifíquese igualmente que la distribución adoptada es la más correcta, no existiendo otras posibilidades más económicas.**

Resolución

El ahorro conseguido por medio de la distribución económica de carga frente a cualquier distribución arbitraria, puede hallarse por integración de la expresión que da la variación del coste y comparando los incrementos y decrementos del coste en las unidades, cuando la carga se separa de su distribución más económica

Integremos primeramente las expresiones de las variaciones de coste de cada unidad:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 2.5 \cdot P_1 + 500 \Rightarrow \int_1^2 dC_1 = \int_1^2 (2.5 \cdot P_1 + 500) dP_1 \Rightarrow C_1 = [1.25 \cdot P_1^2 + 500P_1]_1^2$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 3 \cdot P_2 + 400 \Rightarrow \int_1^2 dC_2 = \int_1^2 (3 \cdot P_2 + 400) dP_2 \Rightarrow C_2 = [1.50 \cdot P_2^2 + 400P_2]_1^2$$

Los valores iniciales (1), siempre corresponderán al despacho económico. Los valores nuevos, serán las condiciones finales que llamaremos (2).

Por ejemplo vamos a probar una con una salida de potencia total de $P_T = 106.7 \text{ MW/h}$, que potencias deben entregar las unidades para que el coste resulte mínimo:

- Condiciones iniciales: $P_1 = 40 \text{ MW}$ y $P_2 = 66.67 \text{ MW}$.
- Condiciones finales: $P_1 = 46.67 \text{ MW}$ y $P_2 = 60 \text{ MW}$.

$$C_1 = [1.25 \cdot P_1^2 + 500P_1]_1^2 = 26057.6 - 22000 = 4057.6 \text{..(ptas / h)}$$

$$C_2 = [1.50 \cdot P_2^2 + 400P_2]_1^2 = 29400 - 33335.3 = -3935.3 \text{..(ptas / h)}$$

Es decir la unidad 1, como pasa de 40MW, a 46.67MW (aumenta su producción), aumenta su coste en 4057.6 ptas/h. En cambio la unidad 2, pasa de producir 66.67MW a una producción de 60MW, con lo que su coste disminuye en -3935.3 ptas/h.

El coste total del cambio será:

$$C_T = C_1 + C_2 = 4057.6 - 3935.3 = 116.8 \text{ (ptas / h)}$$

Hemos sufrido un aumento con el cambio efectuado, por lo que se demuestra que las condiciones halladas por despacho económico eran más favorables.

Quizás no sea un ahorro muy grande estas 116.8 ptas/h, pero al cabo del año, supuestas trabajadas unas 8760 horas, el ahorro ya es más importante:

$$\text{Ahorro} - \text{año} = C_T \cdot n^\circ - \text{horas} = 116.8 \left(\frac{\text{ptas}}{h} \right) \cdot 8760h = 1.023.168 \text{ ptas}$$

En la siguiente tabla, se han realizado una serie de supuestos que nos permiten comprobar que la opción en despacho económico es siempre más favorable. Se deja al lector la posibilidad de contrastar otros valores para las salidas de las unidades, considerando que no pueden dar nunca un coste mayor que el hallado con el funcionamiento económico.

P _{TOTAL}	P ₁ (DE)	P ₂ (DE)	P ₁ (no DE)	P ₂ (no DE)	C ₁	C ₂	C _{TOTAL}	Ahorro año
50	20	30	21	29	551.25	-488.5	62.75	0.55M
70	20	50	35	35	8531	-7912	619.25	5.42M
106.7	40	66.67	46.67	60	4057.6	-3935	116.8	1.023M
143.33	60	83.33	58.3	85	-1082	1090	8	0.07M
180	80	100	90	90	7125	-6850	275	2.4M
216.67	100	116.67	106.67	110	5058	-4936	122.11	1.07M
235	110	125	115	120	3906.2	-3837	68.8	0.6M
250	125	125						

Tabla nº 2. Comparación de costes para distintas salidas de potencia de cada unidad.

En esta tabla no se ha buscado el último supuesto (para 250MW), ya que es la única solución posible (recuérdese que se debía conseguir los 250MW, y que las limitaciones para cada unidad eran de 125MW, por tanto todas tenían que trabajar al máximo, con o sin funcionamiento económico).

El ahorro conseguido por la distribución económica de la carga justifica la existencia de dispositivos para controlar automáticamente la carga de cada unidad. Consideraremos el control automático brevemente, después de estudiar la coordinación de las pérdidas por transmisión con la distribución económica de la carga entre varias centrales.

5.2. Fórmula rápida para hallar el reparto de cargas, con despacho económico, entre unidades de una misma central

Existe una fórmula rápida para hallar el reparto de cargas en despacho económico para las unidades de una misma central. Para ello se parte de las ecuaciones características dadas para cada unidad:

$$\lambda_1 = P_1 A_1 + B_1 \quad \text{y} \quad \lambda_2 = P_2 A_2 + B_2$$

Despejamos las potencias individuales de cada expresión anterior:

$$P_1 = \frac{\lambda_1 - B_1}{A_1} \quad \text{y} \quad P_2 = \frac{\lambda_2 - B_2}{A_2}$$

Recordando que con despacho económico se debe cumplir la condición que $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$. Si sumamos las potencias de las unidades, para obtener la potencia total de la central:

$$P_T = (P_1 + P_2) = \frac{\lambda - B_1}{A_1} + \frac{\lambda - B_2}{A_2} = \frac{\lambda A_2 - B_1 A_2 + \lambda A_1 - A_1 B_2}{A_1 A_2} =$$

$$P_T = \frac{\lambda(A_1 + A_2) - (B_1 A_2 + B_2 A_1)}{A_1 A_2} = \lambda \left(\frac{A_1 + A_2}{A_1 A_2} \right) - \left(\frac{B_1 A_2 + B_2 A_1}{A_1 A_2} \right)$$

Despejando λ , de la ecuación anterior obtenemos:

$$\lambda = P_T \left(\frac{A_1 A_2}{A_1 + A_2} \right) + \left(\frac{B_1 A_2 + B_2 A_1}{A_1 A_2} \right) \left(\frac{A_1 A_2}{A_1 + A_2} \right) =$$

$$\lambda = P_T \left(\frac{A_1 A_2}{A_1 + A_2} \right) + \left(\frac{B_1 A_2 + B_2 A_1}{A_1 + A_2} \right) = P_T A_T + B_T$$

El modo de proceder es sencillo:

- Se calculan los valores de las constante A_T , y de B_T . Estas constantes que dependen de las especificaciones técnicas de cada unidad, no varían si no se modifican las mismas. Es decir son independientes de las condiciones de funcionamiento eléctrico.
- Entramos con la potencia total de la central (P_T) en MW.
- Obtenemos la variación del coste total (λ), para la potencia pedida, en (ptas/MWh).
- Aplicamos este valor de la variación del coste (λ), a cada expresión de las potencias dadas por las unidades, y obtenemos las salidas pedidas para que el sistema funcione en condiciones económicas (debe recordarse que λ , es común para todas las unidades, si el sistema funciona con despacho económico).

$$P_1 = \frac{\lambda - B_1}{A_1} \text{ y } P_2 = \frac{\lambda - B_2}{A_2}$$

Un ejemplo resuelto de la aplicación de este método puede consultarse en el problema nº 1, de este capítulo.

5.3. Pérdidas por transmisión en función de la producción de la central

Si ahora intentamos determinar la distribución económica de la carga entre centrales, nos encontramos con la necesidad de considerar las pérdidas en las líneas de transmisión. Aunque la variación del coste de combustible en la barra de una central puede ser inferior que en la de otra central para una distribución dada de la carga entre las centrales, la central cuya variación del coste en sus barras sea inferior podrá estar mucho más alejada del centro de cargas. Las pérdidas por transmisión desde la central, con variación del coste más pequeño, pueden ser tan grandes que la economía aconseje disminuir la carga en la central con variación del coste pequeño y aumentarla en la central con mayor variación de coste. Para coordinar las pérdidas por transmisión con el problema

de distribución económica de cargas, es preciso que expresemos la pérdida total de energía por transmisión de un sistema en función de las cargas centrales.

Para poder ver con más claridad los principios que intervienen en la expresión de las pérdidas en función de la energía suministrada por las centrales, determinaremos dichas pérdidas en un sistema simple formado por dos centrales generadoras y una carga. En la figura siguiente, se ha representado un sistema de este tipo. Si las resistencias de las líneas a, b y c, son R_a , R_b y R_c , respectivamente, la pérdida total para el sistema de transmisión trifásica es:

$$P_L = 3|I_1|^2 R_a + 3|I_2|^2 R_b + 3|I_1 + I_2|^2 R_c$$

Si suponemos que I_1 e I_2 están en fase, podemos expresar estas de la siguiente forma:

$$|I_1 + I_2| = |I_1| + |I_2|$$

Con lo que tendremos:

$$P_L = 3|I_1|^2 (R_a + R_c) + 3 \cdot 2|I_1||I_2|R_c + 3|I_2|^2 (R_b + R_c)$$

Si P_1 y P_2 son salidas de potencia trifásica de las centrales 1 y 2, con factores de potencia, $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$ respectivamente, y si las tensiones en las barras son V_1 y V_2 , tendremos,

$$|I_1| = \frac{P_1}{\sqrt{3}|V_1|\cos \varphi_1} \quad \text{y} \quad |I_2| = \frac{P_2}{\sqrt{3}|V_2|\cos \varphi_2}$$

Sustituyendo en la ecuación de las pérdidas de transmisión, obtendremos:

$$P_L = P_1^2 \frac{R_a + R_c}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} + 2P_1P_2 \frac{R_c}{|V_1||V_2|\cos \varphi_1 \cos \varphi_2} + P_2^2 \frac{R_b + R_c}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} =$$

$$P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1P_2 B_{12} + P_2 B_{22}$$

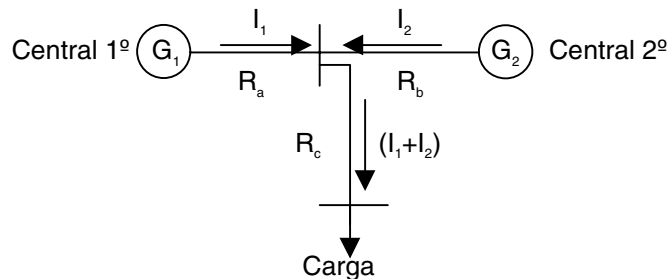


Figura nº 8. Sistema simple constituido por dos centrales generadoras conectadas a una carga.

Donde

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} \quad B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} \quad B_{12} = \frac{R_3}{|V_1||V_2|\cos \varphi_1 \cos \varphi_2}$$

B_{11} , B_{12} y B_{22} son los coeficientes de pérdida o coeficientes B . Si las tensiones las tomamos entre líneas (en kV), con las resistencias en ohmios, las unidades correspondientes para los coeficientes la pérdida serán $1/\text{MW}$ o MW^{-1} . Entonces, con potencias trifásicas P_1 y P_2 en megavatios, P_L vendrá también expresada en MW.

Para el sistema para el cual han sido deducidos y con la suposición de que I_1 e I_2 están en fase, estos coeficientes proporcionan la pérdida exacta, solamente para los valores particulares de P_1 y P_2 que resultan de las tensiones y factores de potencia utilizados en las ecuaciones. Los coeficientes B son constantes, al variar P_1 y P_2 , sólo en tanto que las tensiones en las barras de las centrales mantengan un valor constante y los factores de potencia de la central sean también constantes. Afortunadamente, el uso de valores constantes para los coeficientes de pérdida, proporciona resultados razonablemente exactos si los coeficientes se calculan para unas condiciones medias de funcionamiento y si no se producen diferencias de carga excesivas entre las centrales o en la carga total. En la práctica los grandes sistemas se cargan económicamente por medio de cálculos basados en un conjunto de coeficientes de pérdidas que son lo suficientemente exactos durante la variación diaria de la carga. Si se producen cambios importantes en el sistema, será preciso calcular nuevos conjuntos de coeficientes.

Las pérdidas como función de las salidas de las centrales pueden expresarse por métodos diferentes (más exactos), a los de los coeficientes B , pero el enfoque de los coeficientes B se entiende más fácilmente y es lo suficientemente válido para dar un tratamiento bastante adecuado de la pérdida de coordinación en la distribución económica de carga entre centrales.

- **Problema nº 3: disponemos de un sistema de potencia como el mostrado en la figura. Dos centrales alimentan a una carga mediante unas líneas de interconexión. Las intensidades se consideran óhmicas, siendo los otros valores los indicados a continuación:**

- Datos:
 - $I_1 = 262.4(0^\circ)\text{A}$
 - $I_2 = 209.92(0^\circ)\text{A}$
 - $U_3 = 220.000(0^\circ)\text{V}$
 - $Z_1 = (19.36 + j77.44) \Omega$
 - $Z_2 = (14.52 + j58.08) \Omega$
 - $Z_3 = (9.68 + j38.72) \Omega$

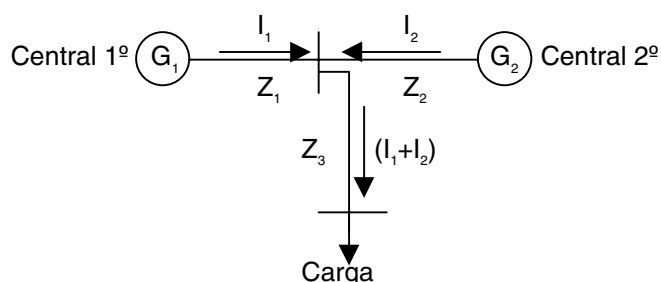


Figura nº 9. Esquema propuesto para el problema.

Con los datos que se anexan, hallar los coeficientes de pérdida, las potencias y demás magnitudes eléctricas importantes.

Resolución:

Las tensiones en las centrales generadoras serán (recordar que trabajamos siempre en estrella, y por tanto que la tensión de fase, es la tensión de línea por $\sqrt{3}$):

$$V_1 = V_3 + I_1 \cdot Z_1 = 127000(0^\circ + 79.82(76^\circ \cdot 262.4(0^\circ = 133621(8.74^\circ \text{ V}$$

$$V_2 = V_3 + I_2 \cdot Z_2 = 127000(0^\circ + 59.87(76^\circ \cdot 209.92(0^\circ = 130611(5.36^\circ \text{ V}$$

Por tanto: $U_1 = 231439(8.74^\circ \text{ V}$ y $U_2 = 226225(5.36^\circ \text{ V}$

Las potencias activas que se perderán en el transporte de la energía eléctrica serán:

$$P_1 = 3R_1 I_1^2 = 3 \cdot 19.36 \cdot 262.4^2 = 4MW$$

$$P_2 = 3R_2 I_2^2 = 3 \cdot 14.52 \cdot 209.92^2 = 1.92MW$$

$$P_3 = 3R_3 I_3^2 = 3 \cdot 9.68 \cdot (262.4 + 209.92)^2 = 6.48MW$$

La potencia total de las pérdidas de transmisión será:

$$P_L = P_1 + P_2 + P_3 = 4 + 1.92 + 6.48 = 12.4MW$$

Seguidamente, buscamos los coeficientes de pérdida:

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \phi_1} = \frac{19.36 + 9.68}{(231.4)^2 \cos^2 8.74^\circ} = 5.55 \cdot 10^{-4} MW^{-1}$$

$$B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \phi_2} = \frac{14.52 + 9.68}{(226.2)^2 \cos^2 5.36^\circ} = 4.77 \cdot 10^{-4} MW^{-1}$$

$$B_{12} = \frac{R_3}{|V_1|^2 |V_2|^2 \cos \phi_1 \cos \phi_2} = \frac{9.68}{231.4 \cdot 226.2 \cdot \cos 8.74^\circ \cdot \cos 5.36^\circ} = 1.88 \cdot 10^{-4} MW^{-1}$$

Comprobamos, una vez hallados los coeficientes de pérdida B, el valor de la potencia total de las pérdidas de transmisión (P_L), pero ahora con la otra fórmula dada:

$$P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1 P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} = (104)^2 \cdot 5.55 \cdot 10^{-4} + (81.9)^2 \cdot 4.77 \cdot 10^{-4} + 2(104 + 81.9) \cdot 1.88 \cdot 10^{-4} = 12.4MW$$

Como vemos el valor coincide con el determinado directamente considerando las potencias activas pérdidas en cada línea.

Por otra parte las potencias trifásicas en las barras 1, y 2. Serán:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \phi_1 \cdot \sqrt{3} = 231439 \cdot 262.4 \cdot \cos(8.74^\circ - 0^\circ) \cdot \sqrt{3} = 103.96MW$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \phi_2 \cdot \sqrt{3} = 226225 \cdot 209.92 \cdot \cos(5.36^\circ - 0^\circ) \cdot \sqrt{3} = 81.9MW$$

■ **Problema nº 4: disponemos del mismo sistema de potencia del problema anterior. Dos centrales alimentan a una carga mediante unas líneas de interconexión. Las intensidades se consideran óhmicas, siendo los otros valores los indicados a continuación:**

- Datos:
 - Caso a)
 - $I_1 = 131.2(0^\circ A$

- $I_2 = 104.96(0^\circ)\text{A}$
- Caso b).
- $I_1 = 131.2(0^\circ)\text{A}$
- $I_2 = 341.12(0^\circ)\text{A}$
- Los demás datos permanecen igual.
- $U_3 = 220.000(0^\circ)\text{V}$
- $Z_1 = (19.36 + j77.44) \Omega$
- $Z_2 = (14.52 + j58.08) \Omega$
- $Z_3 = (9.68 + j38.72) \Omega$

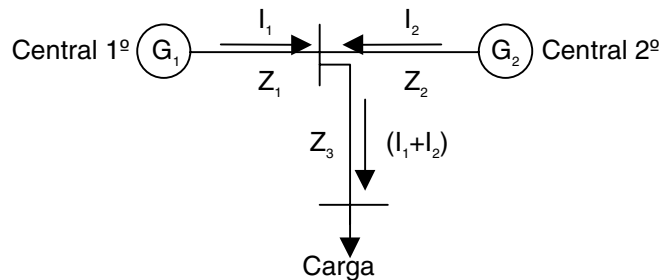


Figura nº 10. Esquema propuesto para el problema.

Con los datos que se anexan, hallar los coeficientes de pérdida, las potencias y demás magnitudes eléctricas importantes.

Resolución:

Se deja para el lector su resolución, siendo el problema exacto al resuelto anteriormente. Las soluciones a las preguntas planteadas son:

- Potencia pérdida en la transmisión (por cálculo de la pérdidas por caída óhmica):
 - $aP_T = P_T = 3R_1 I_1^2 + 3R_2 I_2^2 + 3R_3 I_3^2 = 3\text{MW}$
 - $P_T = P_T = 3R_1 I_1^2 + 3R_2 I_2^2 + 3R_3 I_3^2 = 12.8\text{MW}$
- Potencia pérdida en la transmisión (por cálculo con fórmula directa):
 - $P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1 P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} = 3.09\text{MW}$
 - $P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1 P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} = 12.68\text{MW}$

Valores muy parecidos a los hallados anteriormente.

- Finalmente hallamos las potencias entregadas por las centrales:
 - Las potencias entregadas son:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot \sqrt{3} = 51\text{MW}$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sqrt{3} = 40.5\text{MW}$$

- Las potencias entregadas son:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot \sqrt{3} = 51 MW$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot \sqrt{3} = 135.1 MW$$

5.4. Distribución de la carga entre centrales

El método desarrollado para expresar las pérdidas por transmisión, en función de la salida de las centrales, hace posible que tengamos en cuenta las pérdidas por transmisión al hacer la programación de la salida de cada central para obtener la máxima economía en un sistema de carga dado. El tratamiento matemático del problema es similar al de la programación de unidades dentro de una central, con la excepción de que, ahora, incluiremos, las pérdidas por transmisión como una ligadura adicional.

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_K = \sum_{n=1}^k C_n$$

$$P_R = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^k P_n$$

Donde: C_T = coste total del conjunto de centrales.
 C_i = coste de cada central en funcionamiento.
 P_R = potencia total del conjunto de centrales.
 P_i = potencia de cada central en funcionamiento.

C_T es por tanto ahora, el coste total de todo el combustible para el sistema completo y es la suma de los costes de combustible de las diversas centrales $C_1, C_2, \dots, C_K$. Siendo $P_1, P_2, \dots, P_K$, las aportaciones individuales a la red de cada central.

Las potencias que intervienen ahora en la operación económica son:

- P_T = potencia total.
- P_R = potencia de los consumidores.
- P_L = potencia de las pérdidas de transporte.

Siempre se cumplirá: $P_T = P_R + P_L$

Puesto en forma diferencial: $dP_T = dP_R + dP_L$

Como la potencia de los consumidores es constante para un corto periodo de tiempo, tendremos que $dP_R = 0$, y la ecuación anterior nos quedará:

$$dP_T = dP_L \text{ o bien } dP_T - dP_L = 0$$

Recordando que la potencia total es:

$$dP_T = dP_1 + dP_2 + \dots + dP_k = \sum_{n=1}^k dP_n$$

Y teniendo presente que la potencia de las pérdidas de transmisión es función de las potencias que entreguen cada central, tendremos:

$$dP_L = \frac{\partial P_L}{\partial P_1} dP_1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_2} dP_2 + \dots + \frac{\partial P_L}{\partial P_k} dP_k = \sum_{n=1}^k \frac{\partial P_L}{\partial P_n} dP_n = 0$$

Multiplicando por λ , y restando estas dos últimas expresiones tendremos:

$$\lambda \cdot \sum_{n=1}^k dP_n - \lambda \cdot \sum_{n=1}^k \frac{\partial P_L}{\partial P_n} dP_n = 0$$

Nuestro objetivo es obtener un valor mínimo de C_T para una P_T determinada, lo que exige que el diferencial total sea $dC_T = 0$. Puesto que el coste de combustible depende de la salida de potencia de cada central, podemos expresarlo:

$$dC_T = \frac{\partial C_T}{\partial P_1} dP_1 + \frac{\partial C_T}{\partial P_2} dP_2 + \dots + \frac{\partial C_T}{\partial P_k} dP_k = \sum_{n=1}^k \frac{\partial C_T}{\partial P_n} dP_n = 0$$

Restando la penúltima ecuación de esta última (ya que aquella es una restricción de esta última), obtendremos:

$$\sum_{n=1}^k \frac{\partial C_T}{\partial P_n} dP_n - \lambda \cdot \sum_{n=1}^k dP_n + \lambda \cdot \sum_{n=1}^k \frac{\partial P_L}{\partial P_n} dP_n = 0$$

Esta ecuación se logra siempre que:

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_n} dP_n - \lambda + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_n} = 0$$

Para cada valor de n , y reconociendo que al cambiar la salida de una central, solamente puede afectar al coste de esta central, podremos pasar a derivadas totales el primer término de la expresión anterior. En cambio el término de las pérdidas de transmisión quedará con derivadas parciales ya que depende de todas las centrales, así pues:

$$\frac{dC_T}{dP_n} - \lambda + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_n} = 0$$

Despejando el multiplicador de Lagrange, de esta última expresión, tendremos:

$$\lambda = \frac{dC_T}{dP_n} \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} = \frac{dC_T}{dP_n} L_n$$

Siendo L_n , el factor de penalización de la central n .

$$L_n = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}}$$

El multiplicador λ se expresa en pesetas por megavatio-hora, cuando el coste de combustible está en pesetas por hora y la potencia en megavatios. El resultado es análogo al obtenido en la programación de carga, dentro de las unidades de una central. El coste mínimo de combustible se obtiene, cuando la variación del coste de cada central, multiplicada por su factor de penalización, es igual para todas las centrales del sistema. Los productos son iguales a λ , que se denomina la λ del sistema y aproximadamente es el coste en pesetas por hora al aumentar la carga total entregada en 1 MW. Para un sistema de k , centrales, por ejemplo, tendremos:

$$\lambda = \frac{dC_1}{dP_1} L_1 = \frac{dC_2}{dP_2} L_2 = \dots = \frac{dC_k}{dP_k}$$

Las pérdidas por transmisión P_L , vienen dadas por la ecuación siguiente:

- Para 2, centrales: $P_L = P_1^2 B_{11} + P_2^2 B_{22} + 2P_1 P_2 B_{12}$
- Para 3, centrales: $P_L = P_1^2 B_{11} + P_2^2 B_{22} + P_3^2 B_{33} + 2P_1 P_2 B_{12} + 2P_1 P_3 B_{13} + 2P_2 P_3 B_{23}$

Estos coeficientes de pérdida toman la siguiente forma:

$$B_{11} = \frac{\sum_k R_k \frac{I_{k1}}{I_L}}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} \quad B_{22} = \frac{\sum_k R_k \frac{I_{k2}}{I_L}}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2}$$

$$B_{12} = \frac{\cos(\varphi_1 - \varphi_2) \sum_k R_k \frac{I_{k2}}{I_L} \frac{I_{k1}}{I_L}}{|V_1|^2 |V_2|^2 \cos \varphi_1 \cos \varphi_2}$$

Estos coeficientes pueden simplificarse, si consideramos la posibilidad de que las líneas son óhmicas, obteniéndose un sistema como el que sigue:

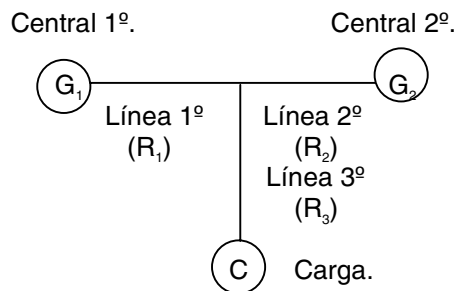


Figura nº 11. Sistema con dos centrales generadoras.

Con este esquema simplificado, y para el caso de dos centrales alimentando una carga común, tendremos:

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \varphi_1} \quad B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \varphi_2} \quad B_{12} = \frac{R_3}{|V_1|^2 |V_2|^2 \cos \varphi_1 \cos \varphi_2}$$

Las ecuaciones simultáneas obtenidas, para cada central del sistema, pueden resolverse suponiendo para λ , un valor determinado. Entonces se determina, para el valor adoptado de λ , la carga económica de cada central. Resolviendo las ecuaciones para varios valores de λ , se encuentran datos suficientes para representar la energía generada por cada central frente a la total. Si se calculan las pérdidas por transmisión para cada λ , pueden representarse las salidas de cada central frente a la carga total recibida.

Si se transfiere energía, a través de líneas de interconexión, a otros sistemas o si se recibe de centrales hidráulicas, la distribución de la carga restante entre las centrales térmicas, viene afectada por los cambios en las pérdidas por transmisión originados por la circulación por estos puntos adicionales de entrada en el sistema. No intervienen nuevas variables, pero sí son necesarios unos coeficientes de pérdida adicionales. Por ejemplo, un sistema con cinco centrales térmicas, tres centrales hidráulicas y siete interconexiones, necesitaría una matriz de coeficiente de pérdida 15×15 , pero las únicas incógnitas a determinar para un valor cualquiera dado de λ , son las cinco entradas al sistema desde las cinco centrales térmicas.

Unos ejemplos nos permitirán comprender mejor como se obtiene la distribución de cargas entre centrales, suponiendo funcionamiento económico.

- **Problema nº 5: un sistema está formado por dos centrales unidas por una línea de transmisión y una carga situada en la central 2. Como dato para la ecuación de pérdida sabemos que si se suministran 100 MW desde la central 1 a la carga, se produce una pérdida de 10 MW. Determinar la energía que ha de generar cada central y la energía recibida por la carga si el valor de λ para este sistema es de 1200 ptas/MWh. Suponer que las variaciones del coste de combustible, vienen dados, aproximadamente, por las ecuaciones siguientes:**

$$\frac{dC_1}{dP_1} = 1.4P_1 + 820 \text{ (ptas / MWh)} \quad \frac{dC_2}{dP_2} = 2.8P_2 + 920 \text{ (ptas / MWh)}$$

Resolución:

Para un sistema de dos centrales hemos obtenido la siguiente expresión para los coeficientes de pérdida:

$$P_L = P_1^2 B_{11} + P_2^2 B_{22} + 2P_1 P_2 B_{12}$$

Cada central influirá en el total de las pérdidas de transmisión, en la siguiente medida:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_1} = 2P_1 B_{11} + 2P_2 B_{12} \quad \frac{\partial P_L}{\partial P_2} = 2P_2 B_{22} + 2P_1 B_{12} = 0$$

Como la carga esta situada en la central número 2, las variaciones en la potencia de salida debidas a esta central no pueden influir en las pérdidas de transmisión de la línea, por lo tanto, su influencia es nula y $B_{22} = B_{11} = 0$, valiendo en tal caso las pérdidas de carga en la distribución:

$$P_L = P_1^2 B_{11}$$

Como en el enunciado se indica que, cuando $P_1 = 100\text{MW}$, la $P_L = 10\text{MW}$, tendremos:

$$10 = (100)^2 B_{11} \text{ obteniéndose } B_{11} = 0.001 \text{ MW}^{-1}$$

Las pérdidas por transmisión tendrán pues la siguiente expresión:

$$P_L = 0.001P_1^2$$

Las aportaciones de cada central a las pérdidas de transmisión serán:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_1} = 2P_1 B_{11} + 2P_2 B_{12} = 0.002P_1 \quad \frac{\partial P_L}{\partial P_2} = 2P_2 B_{22} + 2P_1 B_{12} = 0$$

Y los factores de penalización quedarán como:

$$L_1 = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_1}} = \frac{1}{1 - 0.002P_1} \quad L_2 = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_2}} = \frac{1}{1 - 0} = 1$$

Como para tener despacho económico se debe de cumplir:

$$\lambda = \frac{dC_1}{dP_1} L_1 = \frac{dC_2}{dP_2} L_2$$

Tendremos en nuestro caso, recordando que $\lambda = 1200$ ptas/MWh:

$$\frac{1.4P_1 + 820}{1 - 0.002P_1} = 1200 \quad \frac{2.8P_2 + 920}{1} = 1200$$

Despejando P_1 , y P_2 , obtenemos: $P_1 = P_2 = 100$ MW.

Resultando para este valor de λ , unas pérdidas totales de transmisión de:

$$P_L = P_1^2 B_{11} = 0.001 \cdot 100^2 = 10 \text{ MW}$$

Siendo, finalmente la potencia que llega a los consumidores o carga:

$$P_R = P_T - P_L = (100 + 100) - 10 = 190 \text{ MW}$$

■ **Problema nº 6: para el mismo sistema anterior (manteniéndose todos sus datos). Calcular los mismos parámetros (P_L , P_R , P_T , etc.), pero con las siguientes λ :**

- a) Para $\lambda = 1000$ ptas/MWh.
- b) Para $\lambda = 1500$ ptas/MWh.
- c) Para $\lambda = 2500$ ptas/MWh.

Recordamos que las variaciones de coste de las dos centrales eran:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = 1.4P_1 + 820 \text{ (ptas / MWh)} \quad \frac{dC_2}{dP_2} = 2.8P_2 + 920 \text{ (ptas / MWh)}$$

Y que las pérdidas por transmisión que para una $P_1 = 100\text{MW}$, la $P_L = 10\text{MW}$.

Suponer que las centrales pueden absorber las cargas que se le apliquen:

Resolución:

Ya sabemos que:

$$P_L = 0.001P_1^2 \quad L_1 = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_1}} = \frac{1}{1 - 0.002P_1} \quad L_2 = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_2}} = \frac{1}{1 - 0} = 1$$

Ya que las condiciones de funcionamiento, en cuanto a pérdidas no han cambiado.

Por otra parte, en despacho económico, las respuestas de las centrales eran:

$$\frac{1.4P_1 + 820}{1 - 0.002P_1} = \lambda \quad \frac{2.8P_2 + 920}{1} = \lambda$$

Sustituyendo, para cada valor de λ en los apartados pedidos, obtenemos las potencias (P_1 , y P_2) representadas en las columnas 2º y 3º, de la tabla adjunta. Sumando las potencias de las dos centrales se obtiene la potencia total representada en la columna 4º:

Por ejemplo para $\lambda = 2500$ ptas./MWh, tendremos:

$$P_1 = 262.5 \text{ MW} \quad P_2 = 564.3 \text{ MW} \quad \text{y por tanto} \quad P_T = 826.8 \text{ MW}.$$

Como la potencia de las pérdidas de transmisión viene dada por la expresión:

$$P_L = 0.001P_1^2$$

Resulta fácil, sustituir cada una de las potencias, P_1 halladas, y con este valor obtener la potencia de las pérdidas de transmisión en cada caso. Los valores obtenidos están representados en la columna 5º, de la tabla.

Siguiendo nuestro ejemplo para $\lambda = 2500$ ptas/MWh, tendremos:

$$P_L = 0.001P_1^2 = 0.001 \cdot (262.5)^2 = 68.9 \text{ MW}$$

Finalmente la potencia recibida por los receptores, o carga, vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$P_R = P_T - P_L$$

Que con el caso estudiado ($\lambda = 2500$ ptas/MWh), dará un valor de:

$$P_R = 826.8 - 68.9 = 757.9 \text{ MW}$$

Estando representados el resto de resultados en la última columna de la tabla:

λ (ptas/MWh)	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_T (MW)	P_L (MW)	P_R (MW)
1000	52.93	28.6	81.5	2.8	78.69
1500	154.54	207.1	361.6	23.9	337.7
2500	262.5	564.3	826.8	68.9	757.9

Tabla nº 3. Valores obtenidos con diversas λ , dadas.

- **Problema nº 7:** en el mismo sistema anterior, considerando el caso de $\lambda=1200$ ptas/MWh, y siendo 190 MW la potencia recibida por la carga. Determinar la economía en pesetas por hora al tener en cuenta, en vez de despreciarlas, las pérdidas por transmisión en el cálculo de las cargas de las centrales.

Resolución:

Si se desprecian las pérdidas por transmisión, las variaciones del coste de combustible en las dos centrales se igualan dando:

$$1.4 + 820 P_1 = 2.8 P_2 + 920$$

La potencia suministrada a la carga es

$$P_1 + P_2 - 0.001 P_1^2 = 190 \text{ MW}$$

Resolviendo estas dos ecuaciones en P_1 y P_2 , se obtienen para la potencia generada por las dos centrales, sin tener en cuenta las pérdidas por transmisión, los valores siguientes:

$$P_1 = 170 \text{ MW} \quad y P_2 = 49 \text{ MW}$$

La carga en la central 1, ha aumentado de 100 a 170 MW. El aumento del costo de combustible es

$$\int_{100}^{170} (1.4 P_1 + 820) dP_1 = \left[\frac{1.4}{2} P_1^2 + 820 P_1 \right]_{100}^{170} =$$

La carga en la central 2 disminuye de 100 a 51 MW. El decremento (incremento negativo) en el costo para la central 2 es:

$$- \int_{100}^{170} (2.8 P_2 + 920) dP_2 = \left[\frac{2.8}{2} P_2^2 + 920 P_2 \right]_{100}^{170} =$$

El ahorro neto al tener en cuenta las pérdidas por transmisión al programar la carga recibida de 190 MW, vale

$$353.15 - 287.79 = \$65.36 \text{ por hora}$$

5.5. Métodos alternos para calcular los factores de penalización

El método más utilizado para el cálculo de $\delta P_L / \delta P_n$, con coste mínimo, consiste en expresar las pérdidas por transmisión en función de las salidas de la central en términos de los coeficientes B. La principal ventaja de este método es la simplicidad de la ecuación de pérdidas en términos de los coeficientes B, lo cual repercute en grandes ahorros en los costes de operación del sistema.

Se ha desarrollado una expresión exacta para $\partial P_L / \partial P_n$, basada en términos de las admitancias de la línea y los ángulos de fase de los voltajes. Este método presenta la ventaja de no ocultar las constantes del sistema, como ocurre con el método de los coeficientes B, pero incluye cálculos extremadamente largos.

Otro método, también basado en las admitancias, es mucho más sencillo y, aunque no es exacto, es bastante preciso. El enfoque, igual al método exacto, se basa en el hecho de que:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^k \frac{\partial P_L}{\partial \vartheta_j} \frac{\partial \vartheta_j}{\partial P_n}$$

Donde ϑ_j es el ángulo de fase de la tensión en el nodo j es un sistema de K barras. Si se supone que los voltajes de barra son constantes, puede demostrarse que en términos de los ángulos de fase de las tensiones:

$$\frac{\partial P_n}{\partial \vartheta_j} = 2 \sum_{k=1}^k |V_j| |V_k| G_{jk} \sin(\vartheta_k - \vartheta_j)$$

Donde G_{jk} es la parte real de K_{jk} de la matriz de admitancias de barra. La dificultad de expresar $\delta \phi_j / \delta P_n$; diferenciación directa e imposible ya que los ángulos de fase de los voltajes no pueden expresarse en términos de las potencias generadas en las centrales.

Ya que los términos de $\delta \phi_j / \delta P_n$ expresan un cambio en el ángulo de fase del voltaje ϕ_j debido a un cambio en la P_n generado en la central cuando la generación en las otras centrales permanece constante, estos términos pueden aproximarse con estudios de carga. Para un modelo de carga típico la carga total recibida se aumenta incrementando cada carga individual en la misma cantidad d, por ejemplo en 5%. El cambio en la potencia total recibida más las pérdidas, se suministra por la central n mientras que las salidas de las otras centrales se mantienen constantes. Se determinan los cambios en cada ángulo de fase de voltaje ϕ_j y se determinan las relaciones de cambio en ángulo de fase al cambio en la entrada de la central $\Delta \phi_j / \Delta P_n$ para todos los valores de j para la central n. Se corre el programa de estudio de carga del computador digital y se repite el proceso para cada central que suministre el cambio de carga. Se encuentra un conjunto de coeficientes A_{nj} , dado por

$$A_{nj} = \frac{\Delta \vartheta_j}{\Delta P_n}$$

Luego la variación de pérdida para la una central n viene dada por:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_n} = \sum_{j=1}^k \frac{\partial P_L}{\partial \vartheta_j} A_{nj}$$

Los valores de A_{nj} son prácticamente constantes, e independientes de las diversas combinaciones del programa de generación y los niveles de carga. Así, una vez se ha determinado una matriz de coeficientes A_{nj} , un ordenador supervisando el flujo de carga puede calcular los factores de penalización de la central resolviendo continuamente las ecuaciones dadas.

CAPÍTULO XV. PROBLEMAS DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

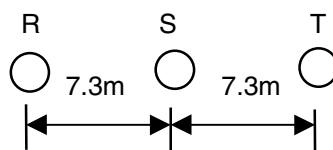
PROBLEMA 1

Una línea de transmisión de energía eléctrica tiene sus fases dispuestas según se indica en la figura. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación

Datos:

Categoría.....1º
 Tensión nominal.....380 kV
 Longitud.....120km.
 Potencia nominal.....70MVA.
 Factor de potencia.....0.8 (i).
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito simple Halcón.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).

La disposición de los conductores es:



Hallar:

Las constantes de la línea (R ; X ; G ; B ; Z_c , θ_c , P_c) con la longitud total de 90km.

RESPUESTAS:

$R = 14.28\Omega$; $X = j52.63\Omega$; $G = 0 \text{ S}$, $B = j3.117e-4 \text{ S}$;
 $Z_c = 418.26/-7.59^\circ\Omega$; $\theta_c = 0.130/82.41^\circ$; $P_c = 345.2\text{Mw}$

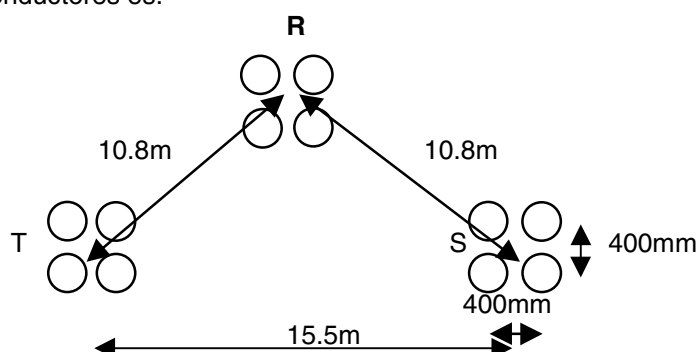
PROBLEMA 2

Una línea de transmisión de energía eléctrica tiene sus fases dispuestas según se indica en la figura. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación

Datos:

Categoría.....1º
 Tensión nominal.....220kV
 Longitud.....200km.
 Potencia nominal.....150MVA.
 Factor de potencia.....0.9 (i).
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito cuádruplex Cóndor.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).

La disposición de los conductores es:



Hallar:

Las constantes de la línea (R; X; G; B; Z_c , θ_c , P_c) con la longitud total de 250km.

RESPUESTAS:

$$R = 3.6\Omega; \quad X = j86\Omega; \quad G = 0 \text{ S}; \quad B = j5.157e^{-4} \text{ S};$$

$$Z_c = 407.8/-1.2^\circ\Omega; \quad \theta_c = 0.221/88.8^\circ; \quad P_c = 118.68 \text{ Mw}$$

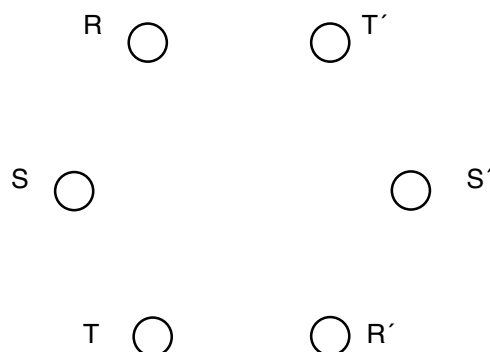
PROBLEMA 3

Una línea de transmisión de energía eléctrica tiene sus fases dispuestas según se indica en la figura. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación

Datos:

Categoría.....	1ª
Tensión nominal.....	400kV
Longitud.....	130km.
Potencia nominal.....	80MVA.
Factor de potencia.....	0.85 (i).
Número y tipo de circuitos.....	2 circuitos simples Gaviota.
Apoyos.....	Torres metálicas (ver figura).

La disposición de los conductores es:



Distancias entre fases: $d_{RS}=d_{S'T'}=4.4\text{m}$ $d_{ST}=d_{R'S'}=4.38\text{m}$ $d_{RT'}=5.9\text{m}$ $d_{SS'}=7.9\text{m}$
 $d_{TR'}=6.3\text{m}$ $d_{RT}=d_{T'R'}=8.12\text{m}$ $d_{RR'}=d_{TT'}=10.55\text{m}$
 $d_{RS'}=d_{ST'}=8.12\text{m}$ $d_{SR'}=d_{TS'}=8.3\text{m}$

Hallar:

Las constantes de la línea (R; X; G; B; Zc, θ_c , Pc) con la longitud total de 100km.

RESPUESTAS:

$R = 5.53\Omega$; $X = j24.75\Omega$; $G = 0 \text{ S}$; $B = j7.83e-4 \text{ S}$;
 $Z_c = 180/-6.3^\circ\Omega$; $\theta_c = 0.141/83.7^\circ$; $P_c = 889 \text{ Mw}$

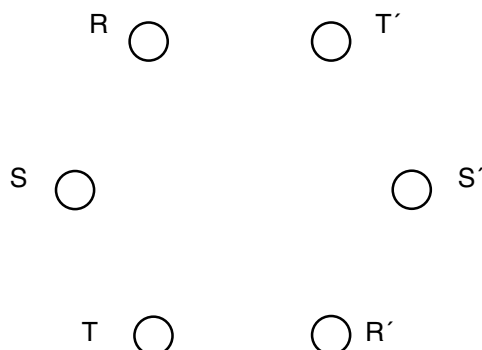
PROBLEMA 4

Una línea de transmisión de energía eléctrica tiene sus fases dispuestas según se indica en la figura. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación

Datos:

Categoría.....1º
Tensión nominal.....132kV
Longitud.....350km.
Potencia nominal.....100MVA.
Factor de potencia.....0.9 (i).
Número y tipo de circuitos.....2 circuitos dúplex.
Resistencia a c.a.....0.0597 Ω /km
Diámetro exterior del cable.....32mm
Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).

La disposición de los conductores es:



Distancias entre fases: $d_{RS}=d_{S'T'}=4.4\text{m}$ $d_{ST}=d_{R'S'}=4.38\text{m}$ $d_{RT'}=5.9\text{m}$ $d_{SS'}=7.9\text{m}$
 $d_{TR'}=6.3\text{m}$ $d_{RT}=d_{T'R'}=8.12\text{m}$ $d_{RR'}=d_{TT'}=10.55\text{m}$
 $d_{RS'}=d_{ST'}=8.12\text{m}$ $d_{SR'}=d_{TS'}=8.3\text{m}$

Hallar:

Las constantes de la línea (R; X; G; B; Zc, θ_c , Pc) con la longitud total de 100km.

RESPUESTAS:

$$\begin{aligned}
 R &= 5.215\Omega; & X &= j55.07\Omega; & G &= 0 \text{ S}; & B &= j2.5e-3 \text{ S}; \\
 Z_c &= 148.74/-2.7^\circ\Omega; & \theta_c &= 0.372/87.3^\circ; & P_c &= 117.4 \text{ Mw}
 \end{aligned}$$

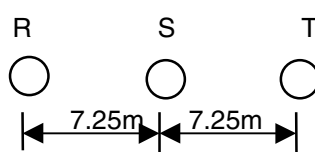
PROBLEMA 5

Se dispone de una línea trifásica para el suministro de energía eléctrica a una zona de consumidores distante 370 km del centro generador de energía. La línea consta de un circuito simple, tal como se indica en la figura. Los datos y características de la misma se detallan a continuación:

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal.....	215 kV
Longitud.....	370km.
Potencia nominal.....	125MVA.
Factor de potencia.....	1.
Número y tipo de circuitos.....	1 circuito simple.
Apoyos.....	Torres metálicas (ver figura).
Diámetro exterior.....	24.82 mm.
Resistencia en c. a.	0.10 Ω /km.

La disposición de los conductores es:

**Hallar:**

Utilizando el método de las constantes auxiliares, (parámetros distribuidos).

- 1. Impedancia característica, potencia característica y ángulo característico de la línea.
- 2. Rendimiento de la línea en los regímenes de media carga y vacío.
- 3. Valores de los parámetros eléctricos (R, X, G, B) de la línea. Considerar despreciable el valor de la conductancia.
- 4. Valores de la tensión y de la intensidad al principio de la línea en régimen de plena carga y vacío.

RESPUESTAS:

- 1. $Z_{\theta c} = 408/-6.55^\circ \Omega$ $P_c = 113.3 \text{ MW}$ $\theta_c = 0.4/83.45^\circ$; con la longitud total de 370 km.

- 2. El rendimiento en carga será: $\eta_c = 90.99 \%$. El rendimiento en vacío será: $\eta_v = 0 \%$.
- 3. Los parámetros serán: $R = 37 \Omega$; $X = j159.1 \Omega$; $G = 0 \text{ S}$; $B = j 9.81 \text{e-}4 \text{ S}$;
- 4. Los valores de la tensión y la intensidad son:
 Carga: $I_{1c} = 333.15/22^\circ \text{ A}$ $U_{1c} = 238141/23.2^\circ \text{ V}$.
 Vacío: $I_{1v} = 118.54/90.35^\circ \text{ A}$ $U_{1v} = 198445/1.1^\circ \text{ V}$.

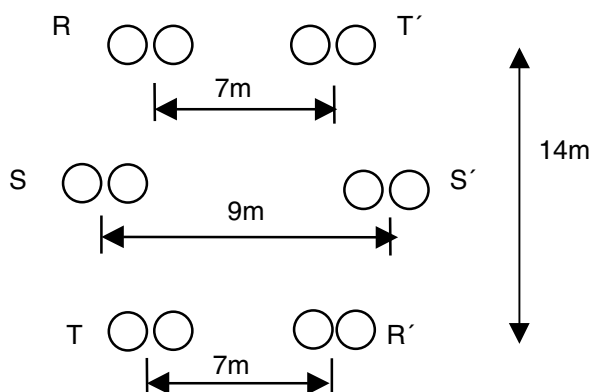
PROBLEMA 6

Se dispone de una línea trifásica para el suministro de energía eléctrica a una zona de consumidores distante 120 km del centro generador de energía. La línea consta de dos circuitos dúplex, tal como se indica en la figura. Los datos y características de la misma se detallan a continuación:

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal.....	220 kV
Longitud.....	120km.
Potencia nominal.....	120MVA.
Factor de potencia.....	0.8 (i).
Número y tipo de circuitos.....	2 circuitos dúplex.
Apoyos.....	Torres metálicas (ver figura).
Composición conductor.....	30 Al+7 Ac.
Diámetro exterior.....	15.75mm.
Resistencia en c. a.	0.154 Ω/km .
Distancia entre subconductores de una misma fase.....	$\Delta = 400\text{mm}$.

La disposición de los conductores es:



Hallar:

Utilizando el método de las constantes auxiliares, (parámetros distribuidos).

- 1. Impedancia característica, potencia característica y ángulo característico de la línea.
- 2. Rendimiento de la línea en los regímenes de media carga y vacío.
- 3. Valores de los parámetros eléctricos (R , X , G , B) de la línea. Considerar despreciable el valor de la conductancia.

- 4. Valores de la tensión y de la intensidad al principio de la línea en régimen de plena carga y vacío.

RESPUESTAS:

- 1. $Z_{0c} = 142.2/-7.25^\circ \Omega$ $P_c = 340 \text{ MW}$ $\theta_c = 0.1295/82.75^\circ$; con la longitud total de 120km.
- 2. El rendimiento en carga será: $\eta_c = 98.6 \%$. El rendimiento en vacío será: $\eta_v = 0 \%$.
- 3. Los parámetros serán: $R = 4.62 \Omega$; $X = j17.83 \Omega$; $G = 0 \text{ S}$; $B = j9.11e-4 \text{ S}$;
- 4. Los valores de la tensión y la intensidad son:
 Carga: $I_{1c} = 334.3/-20.8^\circ \text{ A}$ $U_{1c} = 228125/2.08^\circ \text{ V}$.
 Vacío: $I_{1v} = 115.2/90.05^\circ \text{ A}$ $U_{1v} = 218217/0.12^\circ \text{ V}$.

PROBLEMA 7

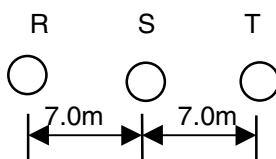
Se desea conocer de una línea de transporte de energía eléctrica, los efectos que sobre la misma se producirían si se dan a la vez los efectos “Corona” y “Aislador”. Para realizar este cálculo se ha dividido la línea en tres sectores que obedecen a tres alturas medias diferentes por las que discurre la línea. Las características totales de la misma: cables, torres metálicas y tensiones, son las indicadas en los datos y figura.

Si la tensión en el punto de recepción es de 180kV, con un $\cos \phi = 0.8$ (i), la potencia es de 75MVA y la longitud de 100 km. Hallar las pérdidas por efecto aislador, y por efecto corona que se producirán en la línea en las condiciones más desfavorables.

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal.....	180 kV
Longitud a una altitud de 800m y una $\theta=11^\circ\text{C}$	60km
Longitud a una altitud de 400m y una $\theta=13^\circ\text{C}$	20km
Longitud a una altitud de 100m y una $\theta=15^\circ\text{C}$	20km
Composición.....	26AL+7Acero
Diámetro exterior.....	21.793mm
Resistencia en c.a.....	0.119Ω/km.
Potencia nominal.....	75MVA.
Factor de potencia.....	0.85 (i).
Número y tipo de circuitos.....	1 circuito simple tipo Halcón.
Apoyos.....	Torres metálicas (ver figura).
Distancia entre apoyos.....	200m.
Existen 4 apoyos especiales a 4 cadenas de aisladores por fase y 15 aisladores por cadena.	
Existen 2 apoyos fin de línea a 2 cadenas de aisladores por fase y 15 aisladores por cadena.	
Existen 16 apoyos de anclaje a 2 cadenas de aisladores por fase y 15 aisladores por cadena.	
Existen 25 apoyos en ángulo a 2 cadenas de aisladores por fase y 15 aisladores por cadena.	
Existen 453 apoyos de alineación a 1 cadena de aisladores por fase y 12 aisladores por cadena.	

Notas: Considerar como condiciones de funcionamiento las de tiempo seco y tiempo húmedo.
 Para calcular las pérdidas por efecto Corona tomar la “Tensión más elevada”.
 Para los cálculos de las pérdidas por aislamiento tomar que cada aislante pierde 8W (Tiempo húmedo).

**RESPUESTAS:**

- Pérdidas por efecto Corona:

Tensión crítica disruptiva con tiempo seco: a 800m $U_{cd} = 214.58$ kV. $G=0$ S $P=0$ kW
 a 400m $U_{cd} = 224.08$ kV. $G=0$ S $P=0$ kW
 a 100m $U_{cd} = 231.11$ kV. $G=0$ S $P=0$ kW
 Tensión crítica disruptiva con tiempo húmedo: a 800m $U_{cd} = 171.7$ kV. $G=2.826e-5$ S $P=277.8$ kW
 a 400m $U_{cd} = 179.27$ kV. $G=4.2e-6$ S $P=45$ kW
 a 100m $U_{cd} = 184.90$ kV. $G=4.2e-6$ S $P=45$ kW

Para la longitud total de la línea, y en tiempo húmedo: $G=3.4244e-5$ S y $P=344.13$ kW.

- Pérdidas por Aislamiento.

Para la longitud total de la línea, y con tiempo húmedo: $G=1.548e-5$ S y $P=167.18$ kW.

- Los valores totales para toda la longitud de la línea y considerando los dos efectos (Corona y Aisladores) Son:
 - Con tiempo seco: $G_t = \text{despreciable}$ $P_t = \text{despreciable}$.
 - Con tiempo húmedo: $G_t = 4.972e-5$ S $P_t = 511.3$ kW.
 - La pérdida de potencia será pues: $\Delta P = 0.85\%$. Respecto al total transportado por la línea.

PROBLEMA 8

Se desea conocer de una línea de transporte de energía eléctrica, los efectos que sobre la misma se producirían si se dan a la vez los efectos "Corona" y "Aislador". Para realizar este cálculo se ha dividido la línea en dos sectores que obedecen a dos alturas medias diferentes por las que discurre la línea. Las características totales de la misma: cables, torres metálicas y tensiones, son las indicadas en los datos y figura.

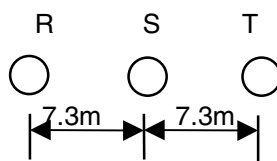
Si la tensión en el punto de recepción es de 220kV, con un $\cos \phi = 0.9$ (i), la potencia es de 150MVA y la longitud de 90 km. Hallar las pérdidas por efecto Aislador, y por efecto Corona que se producirán en la línea en las condiciones más desfavorables.

Datos:

Categoría.....1º
 Tensión nominal.....220 kV
 Longitud a una altitud de 500m y una $\theta=12^\circ$ C....20km
 Longitud a una altitud de 300m y una $\theta=14^\circ$ C....70km
 Composición.....54AL+7Acero
 Diámetro exterior.....25.40mm
 Resistencia en c.a.....0.0851Ω/km.
 Potencia nominal.....150MVA.
 Factor de potencia.....0.9 (i).
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito simple tipo Gaviota.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).

Distancia entre apoyos.....300m.
 Existen 6 apoyos especiales a 4 cadenas de aisladores por fase y 18 aisladores por cadena.
 Existen 2 apoyos fin de línea a 2 cadenas de aisladores por fase y 18 aisladores por cadena.
 Existen 20 apoyos de anclaje a 2 cadenas de aisladores por fase y 18 aisladores por cadena.
 Existen 28 apoyos en ángulo a 2 cadenas de aisladores por fase y 18 aisladores por cadena.
 Existen 244 apoyos de alineación a 1 cadena de aisladores por fase y 16 aisladores por cadena.

Notas: Considerar como condiciones de funcionamiento las de tiempo seco y tiempo húmedo.
 Para calcular las pérdidas por efecto Corona tomar la “Tensión más elevada”.
 Para los cálculos de las pérdidas por aislamiento tomar que cada aislante pierde 6W.
 (Tiempo húmedo).



RESPUESTAS:

- Pérdidas por efecto Corona:

Tensión crítica disruptiva con tiempo seco: a 500m $U_{cd} = 254.6 \text{ kV}$. $G=0 \text{ S}$ $P=0 \text{ kW}$
 a 300m $U_{cd} = 261 \text{ kV}$. $G=0 \text{ S}$ $P=0 \text{ kW}$

Tensión crítica disruptiva con tiempo húmedo: a 500m $U_{cd} = 203.7 \text{ kV}$ $G=1.6866\text{e-}5 \text{ S}$ $P=223.34 \text{ kW}$
 a 300m $U_{cd} = 208.8 \text{ kV}$. $G=4.24\text{e-}5 \text{ S}$ $P=616.14 \text{ kW}$

Para la longitud total de la línea, y en tiempo húmedo: $G= 5.9265\text{e-}5 \text{ S}$ y $P=849.5 \text{ kW}$.

- Perdidas por Aislamiento.

Para la longitud total de la línea, y con tiempo húmedo: $G= 6.846\text{e-}6 \text{ S}$ y $P= 110.5 \text{ kW}$.

- Los valores totales para toda la longitud de la línea y considerando los dos efectos (Corona y Aisladores) Son:

- Con tiempo seco: $G_t = \text{despreciable}$ $P_t = \text{despreciable}$.
- Con tiempo húmedo: $G_t = 6.611\text{e-}5 \text{ S}$ $P_t = 960 \text{ kW}$.
- La pérdida de potencia será pues: $\Delta P = 0.71\%$. Respecto al total transportado por la línea.

PROBLEMA 9

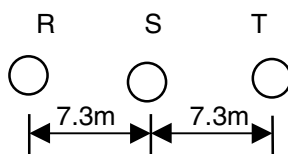
Se necesita transportar energía eléctrica a una zona distante 175km del centro de producción de energía. Para ello se ha pensado en emplear cables, torres metálicas, y tensiones, como las indicadas en los datos y figura.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 220kV, con un $\cos \phi = 0.85$, y la potencia tiene que alcanzar los 100MVA. Hallar la Tensión, Potencia activa e Intensidad en el centro de producción de energía, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

- 1. Método de las constantes auxiliares.
- 2. Método del circuito equivalente en “T”.
- 3. Método del circuito equivalente en “ π ”.

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal.....	220 kV
Longitud.....	175km
Composición.....	54+7Acero
Diámetro exterior.....	27.76mm
Resistencia en c.a.....	0.0721Ω/km.
Potencia nominal.....	100MVA.
Factor de potencia.....	0.85 (i).
Número y tipo de circuitos.....	1 circuito simple tipo Cóndor.
Apoyos.....	Torres metálicas (ver figura).

**RESPUESTAS:**

MÉTODO:	U1	I1	cosφ	P
(Carga/Vacío)				
De las constantes	244447/7.2º V	277.15/-21ºA	0.811	103.38MW
	216121/0.17ºV	59.0309/90ºA	0.00297	65.86kW
Circuito en “T”	244365.5/7.17ºV	276.96/-21ºA	0.881	103.50MW
	216143/0.17ºV	59.81/90ºA	2.97e-3	66501W
Circuito en “ π ”	244706.6/7.2ºV	277.1/-24.5ºA	0.877	103MW
	216137/0.17ºV	58.66/90ºA	2.90e-3	63683.5W

PROBLEMA 10

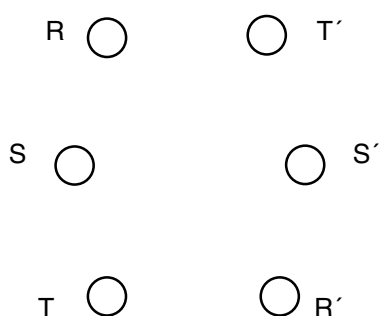
Se necesita transportar energía eléctrica a una zona distante 150km del centro de producción de energía. Para ello se ha pensado en emplear cables, torres metálicas, y tensiones las indicadas en los datos.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 220kV, con un $\cos \phi = 0.8$, y la potencia tiene que alcanzar los 140MVA. Hallar la Tensión, Potencia activa e Intensidad en el centro de producción de energía, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

- 1. Método de las constantes auxiliares.
- 2. Método del circuito equivalente en “T”.
- 3. Método del circuito equivalente en “ π ”.

Datos:

Categoría.....1º
 Tensión nominal.....220 kV
 Longitud.....150km
 Composición.....30AL+7Acero
 Diámetro exterior.....15.75mm
 Resistencia en c.a.....0.154Ω/km.
 Potencia nominal.....140MVA.
 Factor de potencia.....0.8 (i).
 Número y tipo de circuitos.....2 circuitos simples.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).



Distancias entre fases: $d_{RS}=7.04\text{m}$ $d_{RT}=14\text{m}$ $d_{RR'}=15.23\text{m}$ $d_{RS'}=9.03\text{m}$ $d_{RT'}=6$ $d_{SS'}=7.5\text{m}$

RESPUESTAS:

MÉTODO:	U1	I1	cosφ	P
(Carga/Vacío)				
De las constantes	235634/3.16°V	313.14/-21.68°A	0.9074	115.98MW
	217184/0.26°V	100.6/90.09°A	-1.57e-3	113738.4W
Circuito en "T"	235584/3.16°V	313.13/-21.59°A	0.9084	116.07MW
	217176/0.27°V	101/90°A	74.7123e-3	179033.1W
Circuito en "π"	235726/3.17°V	313.23/-21.68°A	0.907	115.99MW
	217180/0.27°V	100.4/90.13°A	2.443e-3	92265W

PROBLEMA 11

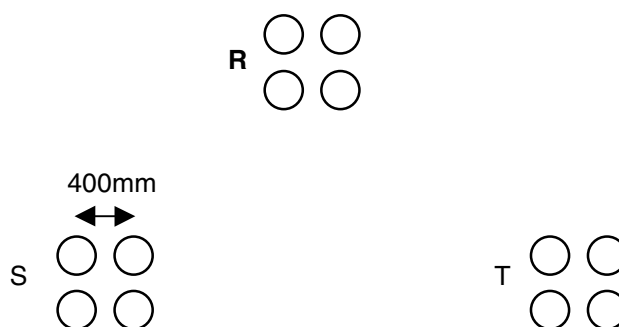
Se necesita transportar energía eléctrica a una zona distante 250km del centro de producción de energía. Para ello se ha pensado en emplear cables, torres metálicas, y tensiones las indicadas en los datos.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 380kV, con un $\cos \phi = 0.9$, y la potencia tiene que alcanzar los 200MVA. Hallar la Tensión, Potencia activa e Intensidad en el centro de producción de energía, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

- 1. Método de las constantes auxiliares.
- 2. Método del circuito equivalente en "T".
- 3. Método del circuito equivalente en "π".

Datos:

Categoría.....1º
 Tensión nominal.....380 kV
 Longitud.....250km.
 Potencia nominal.....200MVA.
 Factor de potencia.....0.9 (i).
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito cuádruplex Halcón.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).



Distancias entre fases: $d_{RS}=10.8\text{m}$ $d_{RT}=10.8\text{m}$ $d_{ST}=15.3\text{m}$

RESPUESTAS:

MÉTODO:	U1	I1	cosφ	P
(Carga/Vacío)				
De las constantes	386800.5/4.64°V 366848/0.225°V	281.71/20.29°A 224.53/90.07°A	0.9629 2.7052e-3	181.74MW 0.3735MW
Circuito en "T"	386583.8/4.62°V 366772.8/0.228°V	282.87/20.78°A 227.16/90°A	0.9604 3.98e-3	181.90MW 0.57425MW
Circuito en "π"	387004.23/4.68°V 366770.4/0.23°V	281.18/20.06°A 223.22/90.11°A	0.9641 2.094E-3	181.71MW 0.29693MW

PROBLEMA 12

Se necesita transportar energía eléctrica a una zona distante 90km del centro de producción de energía. Para ello se ha pensado en emplear cables, torres metálicas, y tensiones las indicadas en los datos.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 220kV, con un $\cos \phi = 1$, y la potencia tiene que alcanzar los 100MVA. Hallar la Tensión, Potencia activa e Intensidad en el centro de producción de energía, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

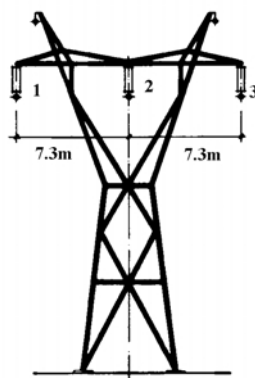
- 1. Método de las constantes auxiliares.
- 2. Método del circuito equivalente en "T".
- 3. Método del circuito equivalente en "π".
- 4. Por el método del momento eléctrico, si consideramos un $\cos \phi = 0.9$ y una caída de tensión de $u\% = 7\%$. Hallar el momento eléctrico, potencia a transportar a 90km. Cuál será la pérdida de potencia activa total, y cuál sería la potencia activa máxima a transportar por límite térmico.

Datos:

Categoría.....1^º
 Tensión nominal.....220 kV
 Longitud.....90km
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito simple Cándor.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).

RESPUESTAS:

MÉTODO: (Carga/Vacio)	U1	I1	cosφ	P
De las constantes	222574/4.48°V 218958.6/0.045°V	263/6.73°A 30.634/90.03°A	0.9992 2.617e-4	101.31MW 3041.5 W
Circuito en "T"	222578.9/4.49°V 218957.8/0.045°V	263/6.73°A 30.734/90°A	0.9992 7.85E-4	101.31MW 9149.6W
Circuito en "π"	222595/4.5°V 218957/0.045°V	263/6.73A 30.657/90A	0.9992 7.858E-3	101.31MW 9131.45W
Momento eléctrico.	Me = 12232.8 MW km Pe = 135.9 MW Pk% 100km = 2.5%			
	P perdida = 3MW. Pmáx térmica = 274 MW.			



Línea con un circuito simple cándor a 220kV de tensión.

PROBLEMA 13

Se dispone de un suministro de energía eléctrico compuesto por una central eléctrica una línea de transporte y un centro receptor. La línea tendrá una longitud de 400km y para su transporte se han empleado cables, torres metálicas, y tensiones las indicadas en los datos.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 380kV, con un $\cos \phi = 0.9$, y la potencia tiene que alcanzar los 300MW. Hallar la Tensión, Potencia activa, y la Intensidad en el centro de producción de energía, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

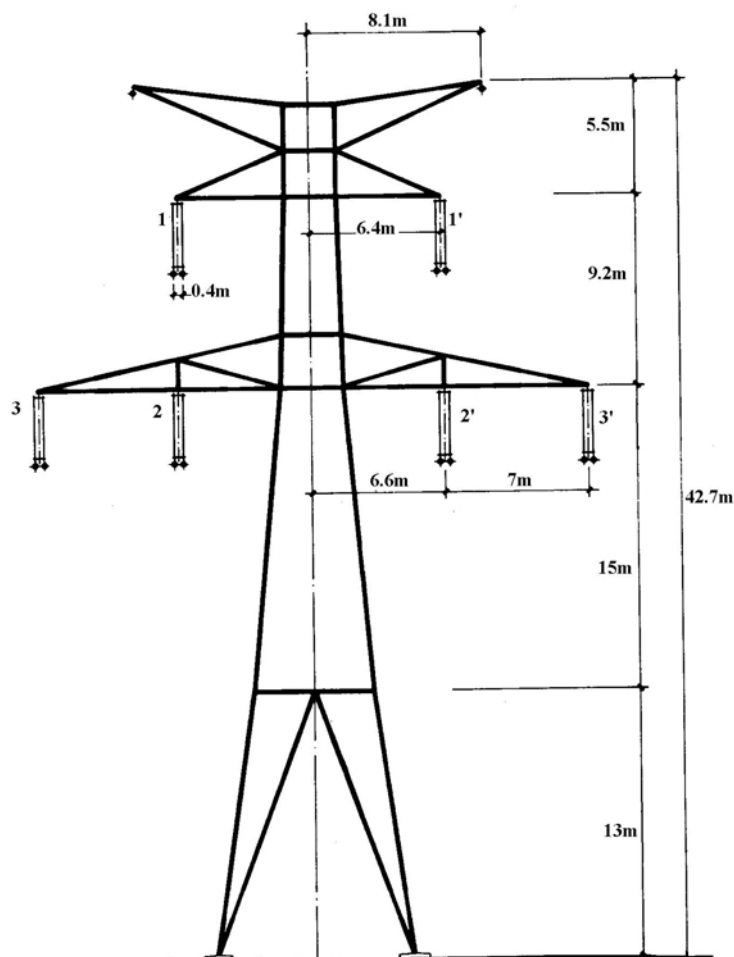
- 1. Método de las constantes auxiliares.
- 2. Método del circuito equivalente en "T".
- 3. Método del circuito equivalente en "π".
- 4. Por el método del momento eléctrico, si consideramos un $\cos \phi = 0.9$ y una caída de tensión de $u\% = 7\%$. Hallar el momento eléctrico, potencia a transportar a 400km. Cuál será la pérdida de potencia activa total, y cuál sería la potencia activa máxima a transportar por límite térmico.

Datos:

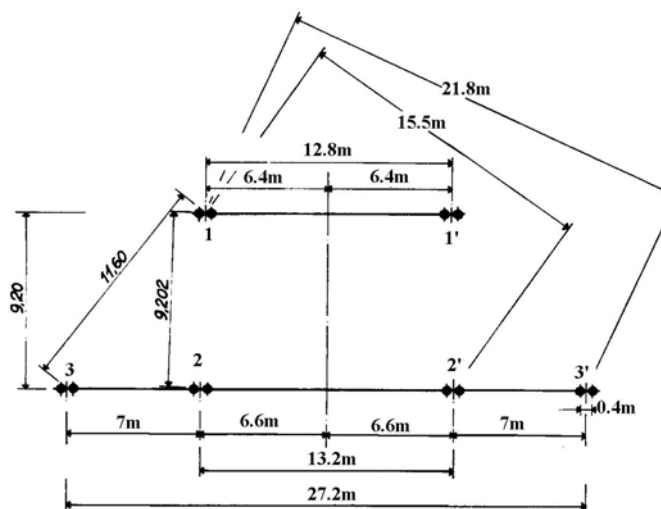
Categoría.....1º
 Tensión nominal.....380 kV
 Longitud.....400km
 Número y tipo de circuitos.....2 circuitos dúplex halcón.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).

RESPUESTAS:

MÉTODO:	U1	I1	cosφ	P
(Carga/Vacío)				
De las constantes	382749/7.75ºV	573.9/43.6º A	0.8107	308.44MW
	346332/1º V	589.5/90.3º A	0.0122	4.32MW
Circuito en "T"	381574/7.71ºV	588.9/44.7ºA	0.7986	310.83MW
	345848/1.04ºV	607.7/90º A	0.01815	6.607MW
Circuito en "π"	383729.1/7.94ºV	566.36/43.1ºA	0.8175	307.74MW
	344816.3/1.07ºV	579.6/90.5ºA	0.0101	3.440W
Momento eléctrico.	Me = 93205.3 MW km	P perdida = 5.52MW		
	Pe = 233 MW	Pmáx térmica = 1360.6 MW.		
	Pk% 100km = 0.592%			



Línea con dos circuitos dúplex a 380 kV de tensión



Disposición y distancia entre fases.

PROBLEMA 14

Un suministro de energía eléctrica está distante del centro receptor unos 160km. Para ello se ha pensado en emplear cables, torres metálicas, y tensiones las indicadas en los datos.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 220kV, con un $\cos \varphi = 0.85$, y la potencia tiene que alcanzar los 300MVA. Hallar la Tensión, Potencia activa, Potencia Aparente, Pérdida de potencia, Pérdida de tensión, Rendimiento así como la Intensidad, en el centro de producción de energía, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

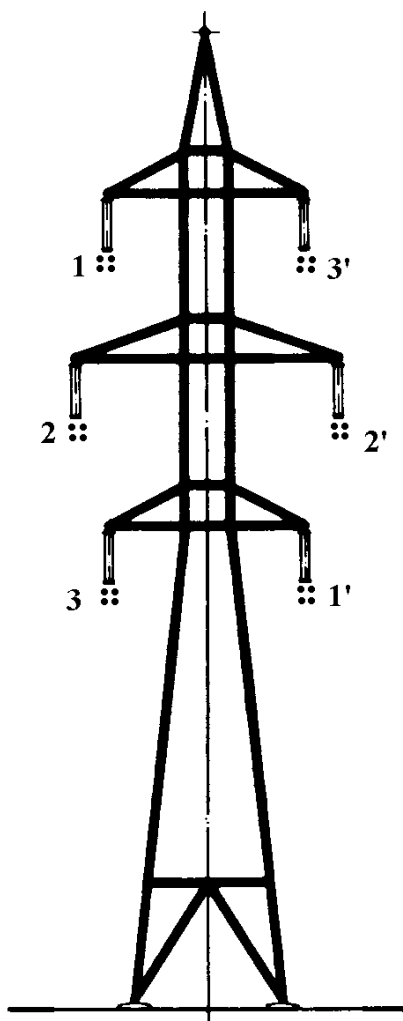
- 1. Método de las constantes auxiliares.
- 2. Método del circuito equivalente en "T".
- 3. Método del circuito equivalente en " π ".
- 4. Por el método del momento eléctrico si consideramos un $\cos \varphi = 0.85$, y una caída de tensión de $u\% = 6\%$. Hallar el momento eléctrico, potencia a transportar a 160 km. Cuál será la pérdida de potencia activa total, y cuál sería la potencia activa máxima a transportar por límite térmico.

Datos:

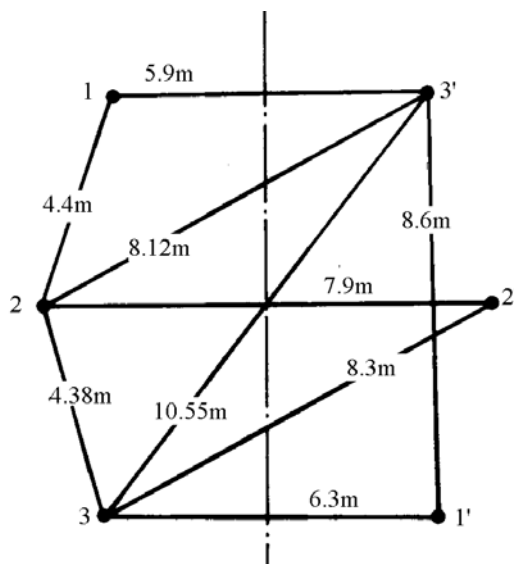
Categoría.....1ª
 Tensión nominal.....220 kV
 Longitud.....160km
 Número y tipo de circuitos.....2 circuito cuádruples gaviota en paralelo.
 Apoyos.....Torres metálicas (ver figura).
 Distancia entre conductores de una fase.....400mm

RESPUESTAS:

MÉTODO:	U1	I1	cosφ	P
(Carga/Vacío)				
De las constantes	233432.5/5.05°V 216854/0.088° V	817.5/-18.22° A 224.3/90.06° A	0.9186 7.02E-4	303.64MW 58816W
Circuito en "T"	233469/5.06°V 216861/0.088°V	817/-18°A 266.5/90° A	0.9200 1.54E-3	304MW 131018W
Circuito en "π"	233621.6/5.09°V 216861.4/0.088°V	817/-18°A 224.9/90.04°A	0.9186 8.73E-4	303.89MW 70770W
En todos los métodos:	p% = 1.28% < 3% η = 98.72% (Carga/Vacío) u% = 5.82% < 10% S% = -6.7% p% = 100% η = 0% u% = -1.45% S% = 100%			
Momento eléctrico.	Me = 400000 MW km P perdida = 3.03MW Pe = 250 MW Pmáx térmica = 1848.5MW. Pk% 100km = 0.758%			



Línea con dos circuitos cuadrúplex a 220 kV de tensión



Disposición y distancias entre fases.

PROBLEMA 15

Para suministrar energía eléctrica a unos consumidores distantes 35 km del centro de suministro se ha optado por transportarla con cables, torres metálicas y tensiones, las indicadas en los datos.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 132kV, con un $\cos \phi = 1.0$, y la potencia tiene que alcanzar los 50MVA. Hallar la Tensión, Potencia activa, Potencia Aparente, Perdida de potencia, Perdida de tensión, Rendimiento así como la Intensidad, en el centro de producción de energía, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

1. Método de las constantes auxiliares.
2. Método del circuito equivalente en "T".
3. Método del circuito equivalente en "π".
4. Por el método del momento eléctrico si consideramos un $\cos \phi = 0.9$, y una caída de tensión de $u\% = 7\%$. Hallar el momento eléctrico. Potencia a transportar a 35 km. Cuál será la pérdida de potencia activa total, y cuál sería la potencia activa máxima a transportar por límite térmico.

Datos:

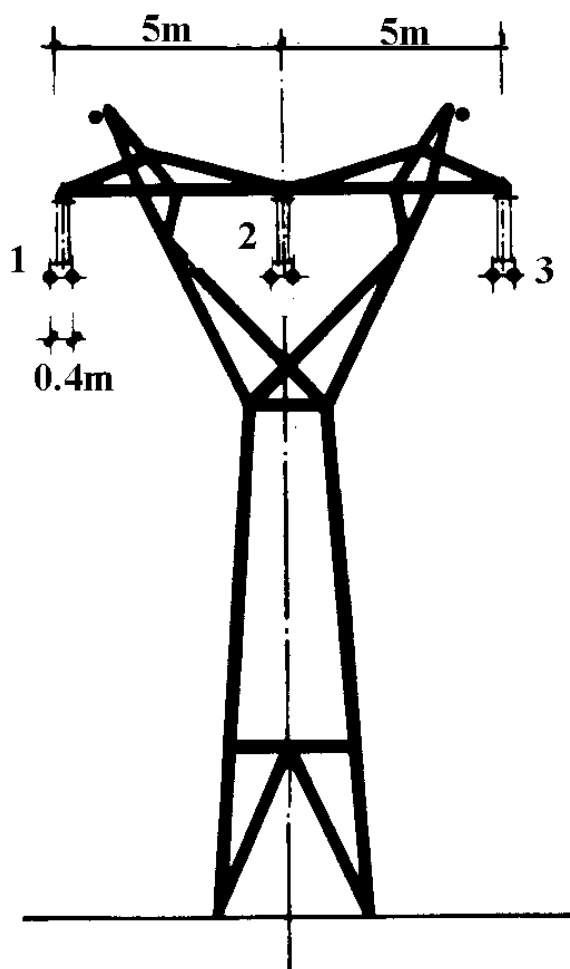
Categoría.....	1º
Tensión nominal.....	132 kV
Longitud.....	35 km
Número y tipo de circuitos.....	1 circuito dúplex LA-145
Apoyos.....	Torres metálicas (ver figura).
Distancia entre conductores de una fase.....	400mm
Composición de los conductores.....	30 Al * 7 Acero
Sección total.....	147.1mm ²
Diámetro del cable.....	15.75mm.
Resistencia eléctrica a 20°C.....	0.252 •/km

RESPUESTAS:

MÉTODO:	U1	I1	cosφ	P
(Carga/Vacío)				
De las constantes	133655.4/1.72°V 131906/0.016°V	219/2.57° A 9.88/90.02° A	1.00 2.79E-4	50.69MW 630W
Circuito en "T"	133650/1.75°V 131908/0.016°V	219/2.6°A 9.884/90.02°A	1.00 2.79E-4	50.69MW 630W
Circuito en "π"	133659/1.75°V 131909/0.016°V	219/2.58°A 9.884/90.02°A	1.00 2.79-4	50.69MW 630W

En todos los métodos: $p\% = 1.38\% < 3\%$ $\eta = 98.63\%$
 (Carga/Vacío) $u\% = 1.239\% < 10\%$ $S\% = -\%$
 $p\% = 100\%$ $\eta = 0\%$
 $u\% = -0.07\%$ $S\% = 100\%$

Momento eléctrico. $Me = 4464.7 \text{ MW km}$ $P \text{ perdida} = 2.83\text{MW}$
 $Pe = 2.83 \text{ MW}$ $P_{\text{máx térmica}} = 151\text{MW}.$
 $Pk\% 100\text{km} = 2.975\%$



Línea con un circuito dúplex a 132 kV de tensión.

PROBLEMA 16

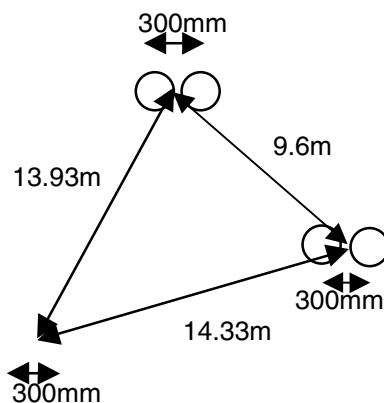
Para suministrar energía eléctrica a unos consumidores distantes 200 km del centro de suministro se ha optado por transportarla con cables con la disposición la indicada en la figura.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 220kV, con un $\cos \phi = 0.8$ inductivo, y la potencia tiene que alcanzar los 100 MVA. Hallar la Tensión en el inicio de la línea comprobando que cumpla todas las especificaciones de pérdidas de potencia y pérdidas de tensión así como el límite térmico máximo. (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

- 1. Método de las constantes auxiliares.
- 2. Método del circuito equivalente en "T".
- 3. Método del circuito equivalente en " π ".

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal en el origen.....	220 kV
Longitud.....	200 km
Número y tipo de circuitos.....	1 circuito dúplex.
Apoyos.....	Torres metálicas.
Distancia entre conductores de una fase.....	300mm
Composición de los conductores.....	54 Al + 7 Acero
Sección total.....	726.8 mm ²
Diámetro del cable.....	30.42 mm.
Resistencia eléctrica a 20°C.....	0.062 •/km



RESPUESTAS:

MÉTODO: Aplicando cualquiera de los métodos mencionados se llega al resultado para la tensión al principio de línea de: $U_1 = 200751V$. Cumple con los requisitos de $u\% = 8.75\%$, $P\% = 1.61\%$ por cada 100km.

PROBLEMA 17

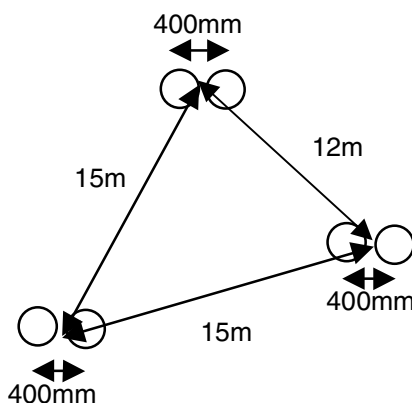
Para suministrar energía eléctrica a unos consumidores distantes 160 km del centro de suministro se a optado por transportarla con cables con la disposición la indicada en la figura.

Si la tensión en el punto de recepción tiene que ser de 380kV, con un $\cos \phi = 0.9$ inductivo, y la potencia tiene que alcanzar los 120 MVA. Hallar la Tensión en el inicio de la línea comprobando que cumpla todas las especificaciones de perdidas de potencia y perdidas de tensión así como el límite térmico máximo. (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:

1. Método de las constantes auxiliares.
2. Método del circuito equivalente en "T".
3. Método del circuito equivalente en " π ".

Datos:

Categoría.....	1 ^º
Tensión nominal en el origen.....	380 kV
Longitud.....	160 km
Número y tipo de circuitos.....	1 circuito dúplex.
Apoyos.....	Torres metálicas.
Distancia entre conductores de una fase.....	400mm
Composición de los conductores.....	54 Al + 7 Acero
Sección total.....	726.8 mm ²
Diámetro del cable.....	30.42 mm.
Resistencia eléctrica a 20°C.....	0.062 •/km



RESPUESTAS:

MÉTODO: Aplicando cualquiera de los métodos mencionados se llega al resultado para la tensión al principio de línea de: $U_1 = 376334$ kV. Cumple con los requisitos de $u\% = 0.96\%$, $P\% = 0.36\%$ por cada 100km.

PROBLEMA 18

Se dispone de una línea de transmisión de energía eléctrica que transporta una potencia de 65 MW, desde la central generadora hasta una subestación transformadora situada a una distancia de 250 km.

Por motivos de ampliación del grupo de consumidores, y previo estudio, se ha creído necesario ampliar la potencia de suministro hasta un valor de 80 MW. Para lo cual existen dos soluciones:

- a. Ampliar la línea ya existente. Es decir pasar de dos circuitos triples cóndor, a dos circuitos cuádruples cóndor. (manteniendo las mismas torres metálicas). Comprobando que es capaz de transportar 85 MW.
- b. Construir una nueva línea paralela a la anterior. En tal caso se optará por un circuito simple cóndor y los apoyos los mostrados en la figura. La potencia a transportar será de 15 MW.

Se pide:

- 1. Comprobar si es posible transportar la nueva potencia con la línea antigua. (Método del momento eléctrico)
- 2. Hallar por el método del momento eléctrico las características principales de la primera solución.
- 3. En el caso de optar por la construcción de la nueva línea, la longitud de transporte se vería incrementada hasta 275 km. Hallar también las características principales del suministro.
- 4. Indicar para los regímenes de vacío y plena carga, y suponiendo que se ha escogido la opción de construir la nueva línea, cuáles serían las condiciones necesarias al principio de las líneas, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:
 - 1. Método de las constantes auxiliares.
 - 2. Método del circuito equivalente en "T".
 - 3. Método del circuito equivalente en " π ".

Datos:

Línea existente:

Categoría.....1º
 Potencia a transportar.....65 MW
 Tensión nominal.....132 kV
 Longitud.....250 km
 Número y tipo de circuitos.....2 circuitos tríplex cóndor.
 Apoyos.....Torres metálicas.
 Distancia entre conductores de una fase.....400mm
 factor de potencia cos φ = 0.9 inductivo.
 Caída de tensión.....7%.

Línea a construir:

Categoría.....1º
 Potencia a transportar.....15 MW
 Tensión nominal.....132 kV
 Longitud.....275 km
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito simple cóndor.
 Apoyos.....Torres metálicas.
 factor de potencia cos φ = 0.9 inductivo.
 Caída de tensión.....7%.

RESPUESTAS:

- 1. La línea existente es capaz de transportar 73 MW, por lo tanto suficiente para los 65 MW existentes pero no para los 85 MW de la ampliación.
- 2. Si ampliamos la línea existente a las condiciones indicadas, se podrá transportar una potencia de hasta 85 MW, solución algo justa. Se cumplen los requisitos del reglamento (u%, p%, etc.)
- 3. Si optamos por la construcción de una nueva línea paralela con 15 MW, dejando los 65 MW restantes a la antigua, la solución propuesta nos permite disponer de 20 MW por lo tanto la solución es mejor que en el caso anterior. Se cumplen los requisitos del reglamento (u%, p%, etc.)

- 4. Aplicando cualquiera de los métodos mencionados se llega a los resultados siguientes:

Línea antigua: $U_2 = 132000/0^\circ\text{V}$ $\cos \varphi = 0.9$ inductivo
 $P_2 = 60\text{MW}$ (mejor para el reparto de potencias que no los 65 MW iniciales)

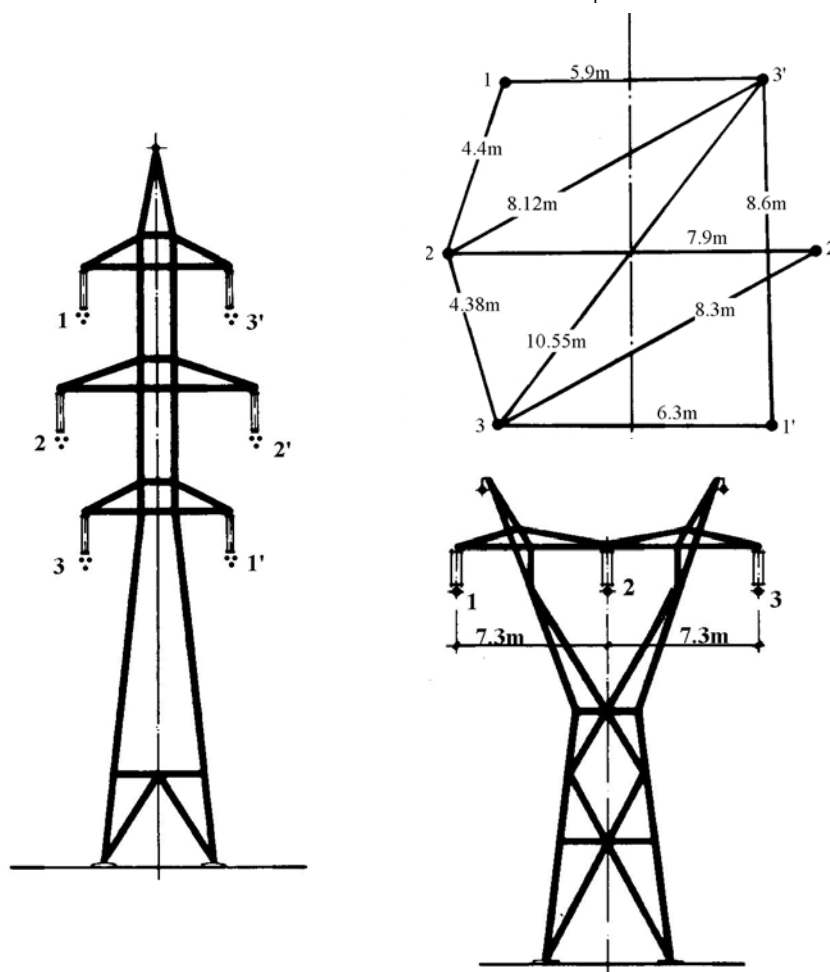
Carga: $U_1 = 135403/5.2^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 261.71/14.21^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = 0.9877$ $P_1 = 60.6\text{ MW}$

Vacío: $U_1 = 127512/0.207^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 186.26/90.1^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = 1.86\text{E-}3$ $P_1 = 76.82\text{KW}$

Línea nueva: $U_2 = 132000/0^\circ\text{V}$ $\cos \varphi = 0.9$ inductivo
 $P_2 = 20\text{MW}$ (mejor para el reparto de potencias que no los 15 MW iniciales)

Carga: $U_1 = 135843/5.28^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 92.23/24.6^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = 0.9432$ $P_1 = 20.5\text{ MW}$

Vacío: $U_1 = 126272/0.61^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 78.11/90.2^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = 7.16\text{E-}3$ $P_1 = 122.2\text{KW}$



a) Línea con dos circuitos tríplex a 132 kV. b) Disposición y distancia entre fases

PROBLEMA 19

Se dispone de una línea de transmisión de energía eléctrica que transporta una potencia de 100 MW, desde la central generadora hasta una subestación transformadora situada a una distancia de 140 km.

Por motivos de ampliación del grupo de consumidores, y previo estudio, se ha creído necesario ampliar la potencia de suministro hasta un valor de 140 MW. Para lo cual existen dos soluciones:

- a. Ampliar la línea ya existente. Es decir pasar de dos circuitos simples Halcón, a dos circuitos dúplex tipo Halcón. (manteniendo las mismas torres metálicas). Comprobando que es capaz de transportar 140 MW.
- b. Construir una nueva línea paralela a la anterior. En tal caso se optará por un circuito simple cóndor y los apoyos los mostrados en la figura. La potencia a transportar será de 40 MW.

Se pide:

- 1. Comprobar si es posible transportar la nueva potencia con la línea antigua. (Método del momento eléctrico).
- 2. Hallar por el método del momento eléctrico las características principales de la primera solución.
- 3. En el caso de optar por la construcción de la nueva línea, la longitud de transporte se vería incrementada hasta 150 km. Hallar también las características principales del suministro.
- 4. Indicar para los regímenes de vacío y plena carga, y suponiendo que se ha escogido la opción de construir la nueva línea, cuáles serían las condiciones necesarias al principio de las líneas, (Recordar que no es posible superar los siguientes valores $u\% < 10\%$, $P\% < 3\%$ por cada 100km), por los siguientes métodos:
 - 1. Método de las constantes auxiliares.
 - 2. Método del circuito equivalente en "T".
 - 3. Método del circuito equivalente en " π ".

Datos:

Línea existente:

Categoría.....1º
 Potencia a transportar.....100 MW
 Tensión nominal.....220 kV
 Longitud.....140 km
 Número y tipo de circuitos.....2 circuitos simples Halcón.
 Apoyos.....Torres metálicas.
 factor de potencia cos φ = 0.8 inductivo.
 Caída de tensión.....7%.

Línea a construir:

Categoría.....1º
 Potencia a transportar.....40 MW
 Tensión nominal.....220 kV
 Longitud.....150 km
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito simple Halcón.
 Apoyos.....Torres metálicas.
 factor de potencia cos φ = 0.8 inductivo.
 Caída de tensión.....7%.

RESPUESTAS:

- 1. La línea existente es capaz de transportar 112 MW, por lo tanto suficiente para los 100 MW existentes pero no para los 140 MW de la ampliación.
- 2. Si ampliamos la línea existente a las condiciones indicadas, se podrá transportar una potencia de hasta 171.6 MW, solución válida. Se cumplen los requisitos del reglamento (u%, p%, etc.)
- 3. Si optamos por la construcción de una nueva línea paralela con 40 MW, dejando los 100 MW restantes a la antigua, la solución propuesta nos permite disponer de 50 MW por lo tanto la solución también es válida. Se cumplen los requisitos del reglamento (u%, p%, etc.)
- 4. Aplicando cualquiera de los métodos mencionados se llega a los resultados siguientes:

Línea antigua: $U_2 = 220000/0^\circ\text{V}$ $\cos \varphi = 0.8$ inductivo
 $P_2 = 100\text{MW}$

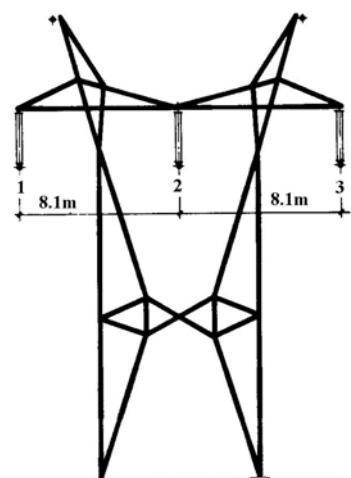
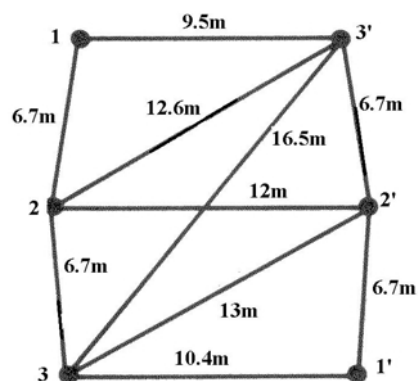
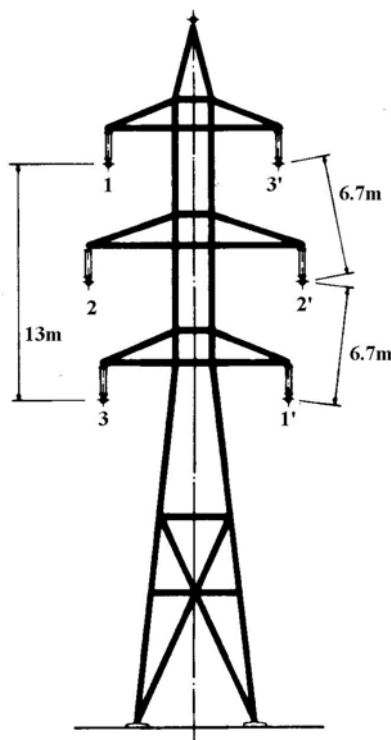
Carga: $U_1 = 231504/2.75^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 277.76/-20.63^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = 0.9179$ $P_1 = 102.23\text{MW}$

Vacío: $U_1 = 217558/0.18^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 95.89/90.09^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = 1.57\text{E-}3$ $P_1 = 56.75\text{KW}$

Línea nueva: $U_2 = 220000/0^\circ\text{V}$ $\cos \varphi = 0.8$ inductivo
 $P_2 = 40\text{MW}$

Carga: $U_1 = 229679/2.6^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 107.73/-15.44^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = 0.9508$ $P_1 = 40.76\text{ MW}$

Vacío: $U_1 = 217184/0.195^\circ\text{V}$ $I_{n1} = 48.485/90.2^\circ\text{A}$ $\cos \varphi = -8.7\text{E-}3$ $P_1 = 1.50\text{KW}$



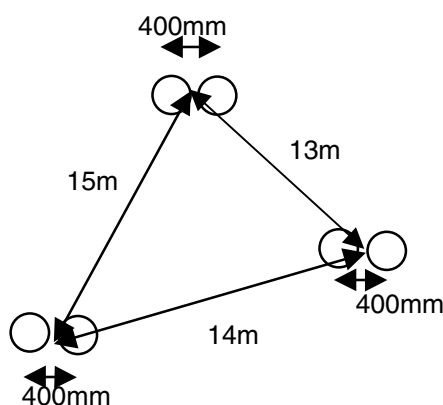
- a) Línea con dos circuitos simples a 220 kV. b) Disposición y distancia entre fases de la línea con dos circuitos. c) Línea con un circuito simple a 220 kV de tensión.

PROBLEMA 20

Se dispone de una línea eléctrica trifásica de transmisión de energía eléctrica de 180km de longitud. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación.

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal..(estimada origen).....	260 kV
Longitud.....	180 km
Número y tipo de circuitos.....	1 circuito dúplex.
Apoyos.....	Torres metálicas.
Distancia entre conductores de una fase.....	400mm
Composición de los conductores.....	30 Al + 7 Acero
Potencia nominal.....	120 MVA
Diámetro del cable.....	21 mm.
Resistencia eléctrica a 20°C.....	0.144 •/km
Factor de potencia.....	0.9 (i)



Hallar: Para los regímenes de plena CARGA Y VACIO, los siguientes parámetros:

- 1. Cuál será la tensión al final de la línea, si en el origen de la misma se dispone de 260kV. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea como en el origen (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).
- 2. Que potencia reactiva capacitativa (banco de condensadores), se tendría que disponer en paralelo con la carga, para que la caída de tensión fuese de un 3%, suponiendo que se mantienen las condiciones del apartado anterior. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea como en el origen, (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).

RESPUESTAS:

- 1. La tensión al final de la línea será: $U_2=244317/0^\circ \text{ V}$.

Carga: $U_1=260000/5.62^\circ \text{ V}$ $\delta_1=14.25^\circ$ $Q_1=28.14 \text{ MVAR}$ $\Delta U=6\%$ $\eta=97.47\%$
 $I_1=253.83/-8.63^\circ \text{ A}$ $P_1=110.8 \text{ Mw}$ $S_1=114.32/15.25^\circ \text{ MVA}$ $\Delta P=2.53\%$

Vacío: $U_1=239870.4/0.22^\circ \text{ V}$ $\delta_1=-89.84^\circ$ $Q_1=-34.18 \text{ MVAR}$ $\Delta U=-1.85\%$ $\eta=0\%$
 $I_1=82.27/90.06^\circ \text{ A}$ $P_1=95.45 \text{ kw}$ $S_1=34.18/-89.84^\circ \text{ MVA}$ $\Delta P=100\%$

- 2. La potencia de compensación es $Q_{comp} = -29.54 \text{ MVAR}$

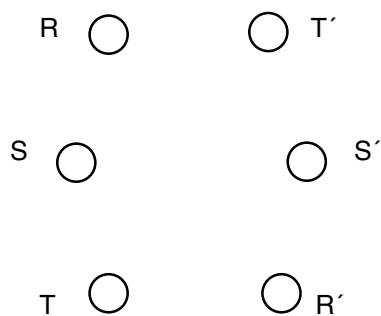
- . Carga:	$U_1 = 260000/5.79^\circ \text{ V}$	$\delta_1 = -2.34^\circ$	$Q_1 = -4.51 \text{ MVAR}$	$\Delta U = 3\%$	$\eta = 97.87\%$
	$I_1 = 245.31/8.13^\circ \text{ A}$	$P_1 = 110.38 \text{ Mw}$	$S_1 = 110.47/-2.34^\circ \text{ MVA}$	$\Delta P = 2.16\%$	
- . Vacío:	$U_1 = 247609.9/0.22^\circ \text{ V}$	$\delta_1 = -89.84^\circ$	$Q_1 = -36.42 \text{ MVAR}$	$\Delta U = -1.86\%$	$\eta = 0\%$
	$I_1 = 84.93/90.06^\circ \text{ A}$	$P_1 = 0.102 \text{ Mw}$	$S_1 = 36.42/-89.84^\circ \text{ MVA}$	$\Delta P = 100\%$	

PROBLEMA 21

Se dispone de una línea eléctrica trifásica de transmisión de energía eléctrica de 140 km de longitud. Las características de la misma, así como otros datos de interés, se detallan a continuación.

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal..(estimada origen).....	200 kV
Longitud.....	140 km
Número y tipo de circuitos.....	2 circuitos simples.
Apoyos.....	Torres metálicas.
Composición de los conductores.....	30 Al + 7 Acero
Potencia nominal.....	100 MVA
Diámetro del cable.....	15.75 mm.
Resistencia eléctrica a 20°C.....	0.154 $\bullet/\text{km}$
Factor de potencia.....	0.8 (i)



Distancias entre fases: $d_{RS} = 7.07 \text{ m}$ $d_{RT} = 14 \text{ m}$ $d_{RR'} = 15.652 \text{ m}$ $d_{RS'} = 10.63 \text{ m}$ $d_{RT'} = 7 \text{ m}$
 $d_{SS'} = 9 \text{ m}$

Hallar: Para los regímenes de plena CARGA Y VACIO, los siguientes parámetros:

- 1. Cuál será la tensión al final de la línea, si en el origen de la misma se dispone de 200 kV. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea como en el origen (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).
- 2. Que potencia reactiva capacitativa (banco de condensadores), se tendría que disponer en paralelo con la carga, para que la caída de tensión fuese de un 4%, suponiendo que se mantienen las condiciones del apartado anterior. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea como en el origen, (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).

RESPUESTAS:

- 1. La tensión al final de la línea será: $U_2=187554/0^\circ\text{V}$.

-.Carga: $U_1=200000/2.94^\circ\text{V}$ $\delta_1=25.74^\circ$ $Q_1=39.84\text{MVAR}$ $\Delta U=6.22\%$ $\eta=96.8\%$
 $I_1=264.8/-22.8^\circ\text{A}$ $P_1=82.63\text{Mw}$ $S_1=91.73/25.74^\circ\text{MVA}$ $\Delta P=3.18\%$

-.Vacío: $U_1=185453.4/0.23^\circ\text{V}$ $\delta_1=-89.85^\circ$ $Q_1=-25.40\text{MVAR}$ $\Delta U=-1.13\%$ $\eta=0\%$
 $I_1=79.08/90.08^\circ\text{A}$ $P_1=0.066\text{Mkw}$ $S_1=25.4/-89.85^\circ\text{MVA}$ $\Delta P=100\%$

- 2. La potencia de compensación es $Q_{\text{comp}} = -26.0\text{MVAR}$

-. Carga: $U_1=200011/3.3^\circ\text{V}$ $\delta_1=7.87^\circ$ $Q_1=11.33\text{MVAR}$ $\Delta U=4\%$ $\eta=97.57\%$
 $I_1=238.91/-4.57^\circ\text{A}$ $P_1=81.99\text{Mw}$ $S_1=82.77/7.87^\circ\text{MVA}$ $\Delta P=2.43\%$

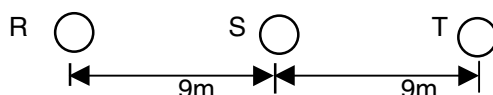
-. Vacío: $U_1=189849.6/0.23^\circ\text{V}$ $\delta_1=-89.85^\circ$ $Q_1=-26.62\text{MVAR}$ $\Delta U=-1.14\%$ $\eta=0\%$
 $I_1=80.95/90.08^\circ\text{A}$ $P_1=69.68\text{kw}$ $S_1=26.618/-89.85^\circ\text{MVA}$ $\Delta P=100\%$

PROBLEMA 22

Se dispone de una línea eléctrica trifásica de transmisión de energía eléctrica de 160km de longitud. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación.

Datos:

Categoría.....1º
 Tensión nominal..(estimada).....220 kV
 Longitud.....160 km
 Número y tipo de circuitos.....1 circuito simple.
 Apoyos.....Torres metálicas.
 Composición de los conductores.....30 Al + 7 Acero
 Potencia nominal.....140 MW
 Diámetro del cable.....27.76 mm.
 Resistencia eléctrica a 20°C.....0.0721 $\bullet/\text{km}$
 Factor de potencia.....0.85 (i)



Hallar: Para los regímenes de plena CARGA Y VACIO, los siguientes parámetros:

- 1.Cuál será la tensión al final de la línea, si en el origen de la misma se dispone de 250.8kV. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea como en el origen (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).
- 2. Que potencia reactiva capacitativa (banco de condensadores), se tendría que disponer en paralelo con la carga para que la caída de tensión fuese de un 5%, suponiendo que se mantienen las condiciones del apartado anterior. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea, como en el origen, (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).

RESPUESTAS:

- 1. La tensión al final de la línea será de $U_2 = 220 \text{ kV}$

- Carga: $U_1 = 250864/7.94^\circ \text{ V}$ $\delta_1 = 33.17^\circ$ $Q_1 = 95.43 \text{ MVAR}$ $\Delta U = 12\%$ $\eta = 95.8\%$
 $I_1 = 401.5/-25.23^\circ \text{ A}$ $P_1 = 146.03 \text{ Mw}$ $S_1 = 174.43/33.17^\circ$ $\Delta P = 4.109\%$

- Vacío: $U_1 = 217203.85/0.14^\circ \text{ V}$ $\delta_1 = -89.86^\circ$ $Q_1 = 19.868 \text{ MAR}$ $\Delta U = -1.3\%$ $\eta = 0\%$
 $I_1 = 52.81/90^\circ \text{ A}$ $P_1 = 48.54 \text{ kw}$ $S_1 = 19.87/-89.86 \text{ MVA}$ $\Delta P = 100\%$

- 2. La potencia de compensación es $Q_{\text{comp}} = -61.85 \text{ MVAR}$

- Carga: $U_1 = 250846.7/8.1^\circ \text{ V}$ $\delta_1 = 8.38^\circ$ $Q_1 = 21.21 \text{ MVAR}$ $\Delta U = 5\%$ $\eta = 97.22\%$
 $I_1 = 335/-0.28^\circ \text{ A}$ $P_1 = 144 \text{ Mw}$ $S_1 = 145.6/8.38^\circ$ $\Delta P = 2.78\%$

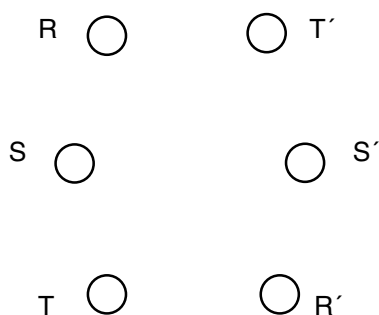
- Vacío: $U_1 = 235292/0.14^\circ \text{ V}$ $\delta_1 = -89.86^\circ$ $Q_1 = -23.31 \text{ MVAR}$ $\Delta U = -1.288\%$ $\eta = 0\%$
 $I_1 = 57.21/90^\circ \text{ A}$ $P_1 = 56.97 \text{ kw}$ $S_1 = 23.31/-89.86 \text{ MVA}$ $\Delta P = 100\%$

PROBLEMA 23

Se dispone de una línea eléctrica trifásica de transmisión de energía eléctrica de 120 km de longitud. Las características de la misma, así como otros datos de interés que se detallan a continuación.

Datos:

Categoría.....1º
 Tensión nominal..(estimada).....220 kV
 Longitud.....120 km
 Número y tipo de circuitos.....2 circuitos simples.
 Apoyos.....Torres metálicas.
 Composición de los conductores.....30 Al + 7 Acero
 Potencia nominal.....120 MVA
 Diámetro del cable.....15.75 mm.
 Resistencia eléctrica a 20°C.....0.154 $\bullet/\text{km}$
 Factor de potencia.....0.8 (i)



Distancias entre fases: $d_{RS} = 6.08 \text{ m}$ $d_{RT} = 12 \text{ m}$ $d_{RR'} = 13.89 \text{ m}$ $d_{RS'} = 10.00 \text{ m}$ $d_{RT'} = 7 \text{ m}$ $d_{SS'} = 9 \text{ m}$

Hallar: Para los regímenes de plena CARGA Y VACIO, los siguientes parámetros:

- 1. Cuál será la tensión al final de la línea, si en el origen de la misma se dispone de 220kV. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea como en el origen (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).
- 2. Que potencia reactiva capacitativa (banco de condensadores), se tendría que disponer en paralelo con la carga para que la caída de tensión fuese de un 3%, suponiendo que se mantienen las condiciones del apartado anterior. Indicar asimismo los restantes parámetros tanto de final de línea, como en el origen, (Potencias a inyectar en el origen, rendimiento, caída de tensión, pérdida de potencia, intensidad).

RESPUESTAS:

- 1. La tensión al final de la línea será: $U_2=208558/0^\circ$

.-Carga: $U_1=220000/2.4^\circ$ V	$\delta_1=26.87^\circ$	$Q_1=49.96$ MVAR	$\Delta U=5.2\%$	$\eta=97.35\%$
$I_1=290.12/-24.47^\circ$ A	$P_1=98.615$ Mw	$S_1=110.55/26.87^\circ$	$\Delta P=2.65\%$	
.-Vacío: $U_1=206848/0.17^\circ$ V	$\delta_1=-89.90^\circ$	$Q_1=-27.486$ MVAR	$\Delta U=-0.82\%$	$\eta=0\%$
$I_1=76.72/90.07^\circ$ A	$P_1=47.973$ kw	$S_1=27.486/-89.90^\circ$ MVA	$\Delta P=100\%$	
- 2. La potencia de compensación es $Q_{comp}=-39.1$ MVAR

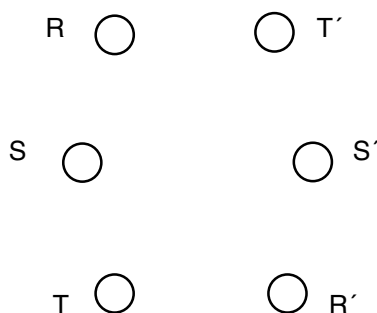
-. Carga: $U_1=220000/2.8^\circ$ V	$\delta_1=4.8^\circ$	$Q_1=8.22$ MVAR	$\Delta U=3\%$	$\eta=98\%$
$I_1=257.9/-2^\circ$ A	$P_1=97.928$ Mw	$S_1=98.27/4.8^\circ$	$\Delta P=1.969\%$	
-. Vacío: $U_1=211650.1/0.17^\circ$ V	$\delta_1=-89.90^\circ$	$Q_1=-28.78$ MVAR	$\Delta U=-3\%$	$\eta=0\%$
$I_1=78.51/90.07^\circ$ A	$P_1=50.232$ kw	$S_1=28.78/-89.9^\circ$ MVA	$\Delta P=100\%$	

PROBLEMA 24

Para el suministro de energía eléctrica entre un centro generador y el receptor, distantes entre ellos una distancia "L", se utiliza una línea con dos circuitos simples como la mostrada en la figura. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación.

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal..(estimada origen).....	100 kV
Longitud.....	L km
Número y tipo de circuitos.....	2 circuitos simples.
Apoyos.....	Torres metálicas.
Composición de los conductores.....	30 Al + 7 Acero
Potencia nominal.....	40 MVA
Diámetro del cable.....	20.73 mm.
Resistencia eléctrica a 20°C.....	0.145 •/km
Factor de potencia.....	0.8 (i)



Distancias entre fases: $d_{RS}=3.041\text{m}$ $d_{RT}=6\text{m}$ $d_{RR'}=7.5\text{m}$ $d_{RS'}=5.83\text{m}$ $d_{RT'}=4.5\text{m}$
 $d_{SS'}=5.5\text{m}$

- 1. Cuál será la longitud máxima de la línea, para que la caída de tensión no exceda del 4%, cuando en el origen de línea la tensión sea de 100kV, y no se realiza ningún tipo de compensación. Dar el rendimiento de la línea en estas circunstancias.
- 2. Que potencia reactiva capacitativa (banco de condensadores), se tendría que disponer en paralelo con la carga para que la caída de tensión fuese de un 4%, suponiendo que la longitud de la línea sea de 80km. Indicar asimismo el rendimiento con las nuevas condiciones.

Despreciar el efecto de la admitancia transversal para realizar el problema

RESPUESTAS:

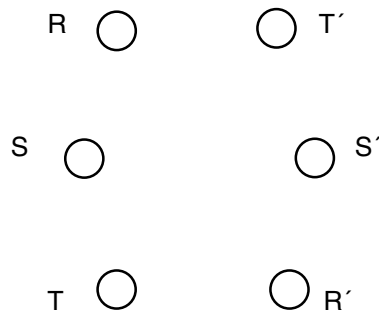
- 1. La longitud máxima para cumplir con los requisitos es de 56.2km. $\eta = 97.86\%$.
- 2. Se tendría que disponer de una potencia de compensación de $Q_{\text{comp}} = -11.22\text{MVAR}$. $C = 3.87\mu\text{F}$ a 96kV. $\eta = 97.74\%$.

PROBLEMA 25

Para el suministro de energía eléctrica, entre un centro generador y el receptor, distantes entre ellos una distancia "L", se utiliza una línea con dos circuitos simples como la mostrada en la figura. Las características de la misma, así como otros datos de interés se detallan a continuación.

Datos:

Categoría.....	1º
Tensión nominal..(estimada origen).....	220 kV
Longitud.....	L km
Número y tipo de circuitos.....	2 circuitos simples.
Apoyos.....	Torres metálicas.
Composición de los conductores.....	30 Al + 7 Acero
Potencia nominal.....	70 MVA
Diámetro del cable.....	20.73 mm.
Resistencia eléctrica a 20°C.....	0.145 $\bullet/\text{km}$
Factor de potencia.....	0.85 (i)



Distancias entre fases: $d_{RS}=3.041\text{m}$ $d_{RT}=6\text{m}$ $d_{RR'}=7.5\text{m}$ $d_{RS'}=5.83\text{m}$ $d_{RT'}=4.5\text{m}$
 $d_{SS'}=5.5\text{m}$

- 1. Cuál será la longitud máxima de la línea, para que la caída de tensión no exceda del 3%, cuando en el origen de línea la tensión sea de 220kV, y no se realiza ningún tipo de compensación. Dar el rendimiento de la línea en estas circunstancias.
- 2. Que potencia reactiva capacitativa (banco de condensadores), se tendría que disponer en paralelo con la carga para que la caída de tensión fuese de un 2%, suponiendo una longitud de 90km. Indicar asimismo el rendimiento con las nuevas condiciones.

Despreciar el efecto de la admitancia transversal para realizar el problema.

RESPUESTAS:

- 1. La longitud máxima para cumplir con los requisitos es de 125km. $\eta = 98.3\%$.
- 2. Se tendría que disponer de una potencia de compensación de $Q_{\text{comp}}=-3.75\text{MVAR}$. $C= 0.25\mu\text{F}$ a 215.6kV. $\eta= 98.9\%$.

PROBLEMA 26

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de un transformador de tres arrollamientos. El bobinado terciario lleva conectado un banco de condensadores, tal como se indica en la figura. Las características del transformador se detallan a continuación-

Datos:

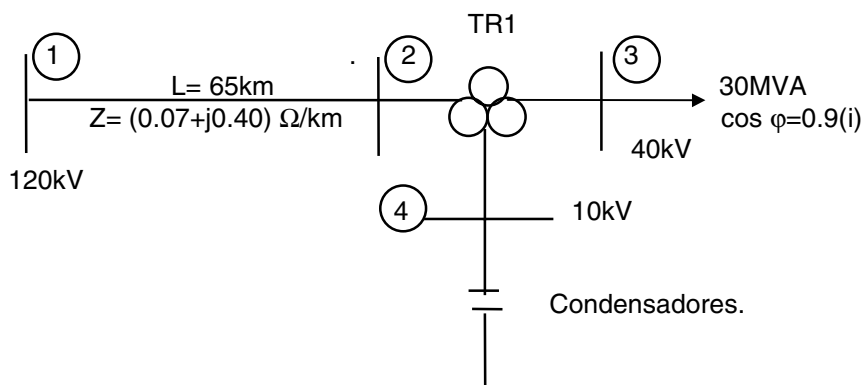
Primario-Secundario	60MVA	120/40 kV	$\varepsilon_{\text{cc}} = 7\%$
Primario-Terciario	30MVA	120/10 kV	$\varepsilon_{\text{cc}} = 5\%$
Primario-Terciario	30MVA	40/10 kV	$\varepsilon_{\text{cc}} = 4\%$

Si la tensión en el nudo "1", es de 120kv. Se desea conseguir que la caída en el nudo "3" no supere el 5% respecto a su tensión nominal, 40kV, y que el rendimiento de la red no baje del 99%.

Hallar:

- La potencia de compensación necesaria, en el punto medio del transformador.
- Los valores de la reactancia, capacidad, así como la potencia nominal de la batería de condensadores a colocar en el terciario del condensador, (10kV).

- Intensidad total que circula por el nudo 2.
- Rendimiento total de la red.

**RESPUESTAS:**

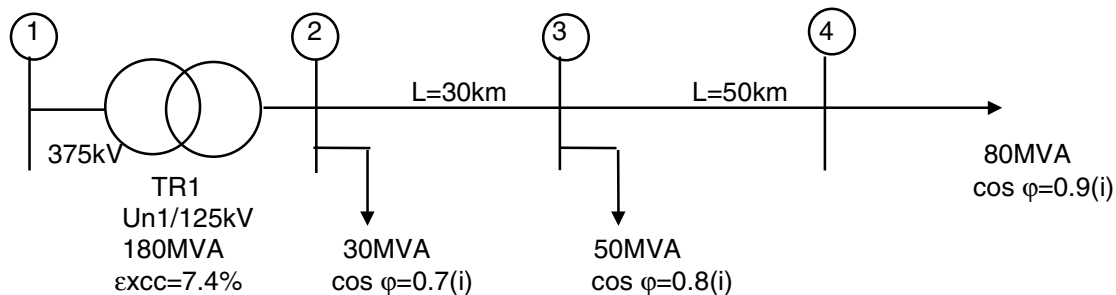
- 1. $Q_{\text{comp}} = -1.25 \text{ MVAR}$.
- 2. $X_{\text{cond}} = -j 73.0 \Omega$, $C = 43.0 \mu\text{F}$ $Q_{\text{cond}} = -1.37 \text{ MVAR}$ (Referidos a 10kV).
- 3. $I_t = 149.22 / -23.67^\circ \text{ A}$
- 4. $\eta = 98.86\%$ (prácticamente el 99% pedido en el problema).

PROBLEMA 27

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de un transformador, y tres tomas de potencia distribuidas tal como se indica en la figura.

Se desea que la tensión en los nudos "2", "3", y "4", sea de 120kV. Para ello se colocarán baterías de condensadores en las barras "3", y "4", y se regulará la tensión nominal del primario del transformador, "Un1".

Todos los datos se indican en la figura adjunta. Tomando para todas las líneas $Z = (0.05 + j0.32) \Omega/\text{km}$.

**Hallar:**

- 1. La Potencia Reactiva y la Capacidad, de las baterías de condensadores a colocar en las barras "3" y "4", para conseguir las condiciones citadas.
- 2. Como se tendría que regular el primario del transformador, es decir la "Un1".

- 3. Rendimiento total de la red estudiada.
- 4. Intensidad, y tensión total que parten del nudo "1".
- 5. Potencias que entregará el generador a situar en "1".

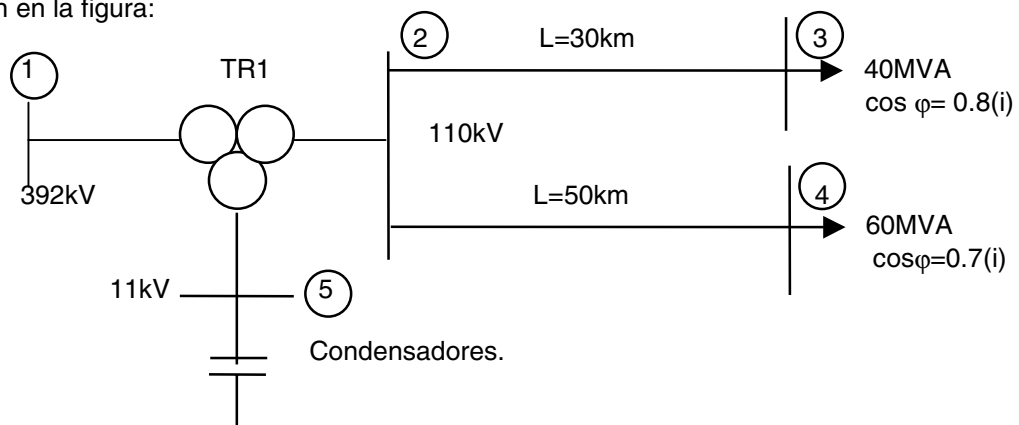
RESPUESTAS:

- 1. $Q_{3comp} = -43.9 \text{ MVAR}$. $C_3 = 9.7 \mu\text{F}$ a 120 kV .
 $Q_{4comp} = -49.16 \text{ MVAR}$. $C_4 = 10.86 \mu\text{F}$ a 120 kV .
- 2. La tensión en el primario del transformador estará regulada a $U_{n1} = 388620 \text{ V}$.
- 3. El rendimiento total de la red será: $\eta = 98.28\%$
- 4. $I''_1 = 209.8/5.76^\circ$. $U''_1 = 375107/12.6^\circ \text{ V}$
- 5. $P_1 = 135.32 \text{ MW}$. $Q_1 = 16.23 \text{ MVAR}$. $S_1 = 136.29/6.84^\circ$.

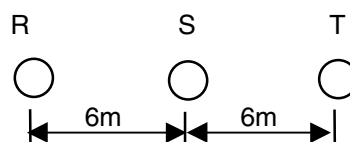
PROBLEMA 28

Disponemos de una área de distribución de energía eléctrica formada por dos líneas acopladas en paralelo y unidas a un transformador de tres bobinados, en el cual el bobinado terciario se encarga de suministrar la potencia reactiva necesaria para la correcta regulación de la tensión a efectos de conseguir las condiciones de trabajo exigidas.

Las características de la línea, asimismo como otros datos del sistema de potencia tratado, se indican en la figura:



Disposición de los conductores de la línea. Un Circuito simple.



Datos:

Los conductores disponen de las siguientes características.

- Composición.....30Al+7Acero
- Diámetro exterior.....21mm.
- Resistencia eléctrica en c.a.....0.144 Ω /km

Las características del transformador se detallan a continuación.

Primario-Secundario	120MVA	380/110 kV	$\epsilon_{cc} = 12\%$
Primario-Terciario	20MVA	380/11 kV	$\epsilon_{cc} = 7\%$
Primario-Terciario	20MVA	110/11 kV	$\epsilon_{cc} = 6\%$

Si se desea que la caída de tensión máxima en los nudos "3" y "4" sea del 5% respecto a sus correspondientes tensiones nominales, manteniendo la tensión en el origen "1", a 392kV:

Hallar:

- 1. La Potencia Reactiva de compensación, en caso de ser necesaria, de las baterías de condensadores a colocar en las barras "3" y "4", para conseguir las condiciones citadas.
- 2. La potencia reactiva, y la capacidad de la batería de condensadores en "5" a 11 kV.
- 3. La potencia aparente total que se debe aplicar al nudo "1".
- 4. El Rendimiento total de la red estudiada.

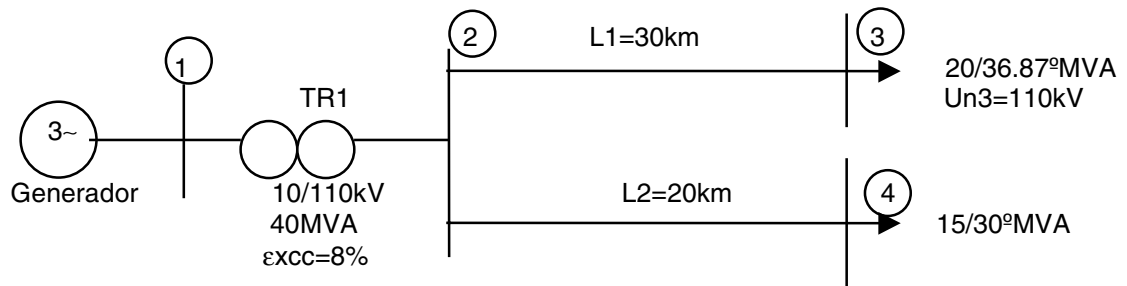
RESPUESTAS

- 1. Nudo "3", no necesitamos regulación de la tensión.
- Nudo "4", La potencia de la batería de condensadores es de $Q_{4comp} = -31.5 \text{ MVAR}$.
- 2. La Potencia reactiva de la batería de condensadores en el nudo "5" es: $Q_{cond} = -15.40 \text{ MVAR}$. La capacidad es $C = 405 \mu\text{F}$.
- 3. La potencia total en el nudo "1" es: $S = (75.81 + j31.32) \text{ MVA}$
- 4. El rendimiento total de la red será: $\eta = 97.61\%$

PROBLEMA 29

Una central generadora de energía eléctrica esta formada por un transformador que alimenta a dos líneas acopladas en paralelo. En el extremo de sendas líneas existen unos consumos de potencia, tal como se indica en la figura.

Las características de la línea, asimismo como otros datos del sistema de potencia tratado se indican en la figura:

**Datos:**

Las líneas disponen de las siguientes características.

$$ZL1=(0.05+j0.32) \Omega/\text{km}$$

$$ZL2=(0.06+j0.38)\Omega/\text{km}.$$

Si se desea que la tensión en el nudo “3” sea de 110kV, y con las características citadas en la figura:.

Hallar:

- 1. La Tensión en las barras “1”, para conseguir las condiciones citadas.
- 2. El rendimiento total del sistema.
- 3. La Intensidad total que circula por “2”.
- 4. La tensión existente en el punto “2”.
- 5. Potencias a inyectar en el generador.

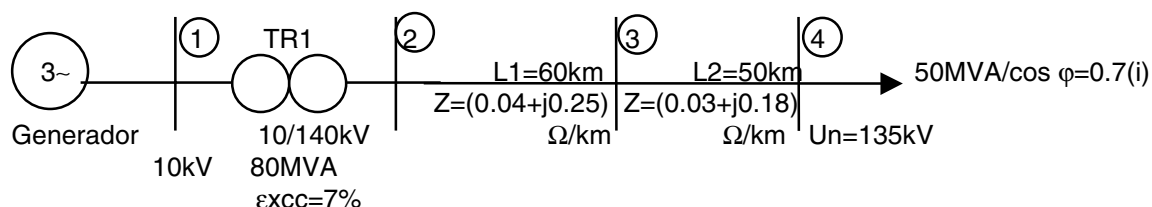
RESPUESTAS:

- 1. $U^{\prime\prime}1^{\prime\prime}=10527/3.76^{\circ} \text{ V}.$
- 2. $\eta_t= 99.9\%.$
- 3. $I^{\prime\prime}1^{\prime\prime}= 183/-33.94^{\circ} \text{ A}.$
- 4. $U^{\prime\prime}2^{\prime\prime}= 111272/0.63^{\circ} \text{ V}.$
- 5. $P_i = 29\text{MW}.$ $Q_i = 22.44\text{MVAR}.$ $S_i = 36.67/37.74^{\circ} \text{ MVA}.$

PROBLEMA 30

Disponemos de una línea de distribución de energía eléctrica formada por un generador, un transformador, y al final de la línea, una conexión a unos consumidores de energía.

Las características de la línea, asimismo como otros datos del sistema de potencia tratado, se indican en la figura:



Si se desea mantener constante la tensión en las barras “4” del sistema de la figura en un valor de 135kV, y la demanda de potencia en las mismas barras es del valor indicado en la figura. (La tensión en las barras “1”, se mantiene constante e igual a 10kV).

Hallar:

- 1. La Potencia de la batería de condensadores a colocar en las barras “4”, en paralelo con la carga para conseguir las condiciones citadas.
- 2. Si tuviéramos que instalar la batería de condensadores en “3”. Cuál serían las características de la misma para obtener las citadas condiciones.
- 3. La Intensidad total que circula por el secundario del transformador con la batería instalada en “3”. y en “4”.
- 4. Las Potencias que tiene que suministrar la central generadora con la batería de condensadores instalada en barras “3” y “4”.
- 5. Rendimiento del sistema con las baterías colocadas en “3” y “4”.

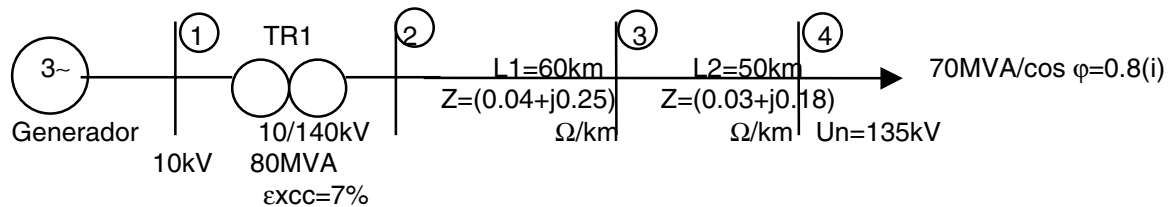
RESPUESTAS:

- 1. $Q_{4\text{cond}} = -23.45 \text{ MVAR}$. $C_4 = 2.017 \mu\text{F}$ a 135kV.
- 2. $Q_{3\text{cond}} = -31.11 \text{ MVAR}$. $C_3 = 5.22 \mu\text{F}$ a 137.78kV.
- 3. $I^{\circ}3 = 149.5/-8.49^\circ \text{ A}$. $I^{\circ}4 = 157.62/-18.26^\circ \text{ A}$.
- 4. Barras “3”: $P_1 = 35.37 \text{ MW}$ $Q_1 = 7.920 \text{ MVAR}$ $S_1 = 36.24/12.62^\circ \text{ MVA}$
 Barras “4”: $P_1 = 35.29 \text{ MW}$ $Q_1 = 14.62 \text{ MVAR}$ $S_1 = 38.20/22.5^\circ \text{ MVA}$
- 5. Barras “3”: $\eta = 98.90\%$ Barras “4”: $\eta = 99.18\%$

PROBLEMA 31

Disponemos de una línea de distribución de energía eléctrica formada por un generador, un transformador, y al final de la línea, una conexión a unos consumidores de energía.

Las características de la línea, asimismo como otros datos del sistema de potencia tratado, se indican en la figura:



Si se desea mantener constante la tensión en las barras “4” del sistema de la figura en un valor de 135kV, y la demanda de potencia en las mismas barras es del valor indicado en la figura. (La tensión en las barras “1”, se mantiene constante e igual a 10kV).

Hallar:

- 1. La Potencia de la batería de condensadores a colocar en las barras “4”, en paralelo con la carga para conseguir las condiciones citadas.
- 2. Si tuviéramos que instalar la batería de condensadores en “3”. Cuál serían las características de la misma para obtener las citadas condiciones.
- 3. La Intensidad total que circula por el secundario del transformador con la batería instalada en “3” y en “4”.
- 4. Las Potencias que tiene que suministrar la central generadora con la batería de condensadores instalada en barras “3” y “4”.
- 5. Rendimiento del sistema con las baterías colocadas en “3” y “4”.

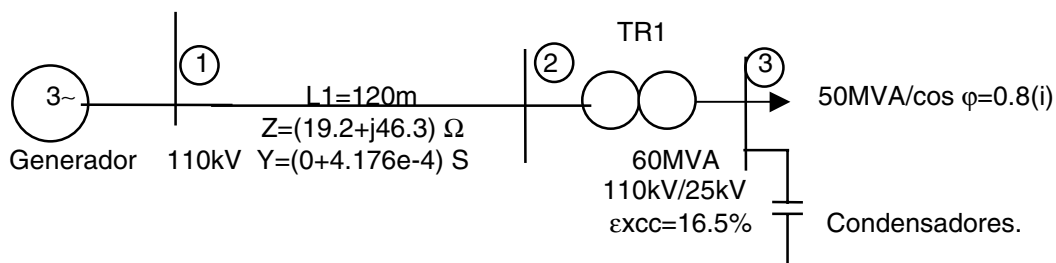
RESPUESTAS:

- 1. $Q_{4\text{cond}} = -48.50 \text{ MVAR}$. $C_4 = 1.31 \mu\text{F}$ a 135kV.
- 2. $Q_{3\text{cond}} = -44.66 \text{ MVAR}$. $C_3 = 7.41 \mu\text{F}$ a 138.46kV.
- 3. $I_{3''} = 235.17/1.6^\circ \text{ A}$. $I_{4''} = 241.63/-7.62^\circ \text{ A}$.
- 4. Barras “3”: $P_1 = 56.80 \text{ MW}$ $Q_1 = 5.090 \text{ MVAR}$ $S_1 = 57.02/5.12^\circ \text{ MVA}$
 Barras “4”: $P_1 = 56.69 \text{ MW}$ $Q_1 = 14.66 \text{ MVAR}$ $S_1 = 58.56/14.5^\circ \text{ MVA}$
- 5. Barras “3”: $\eta = 98.60\%$ Barras “4”: $\eta = 98.78\%$

PROBLEMA 32

Disponemos de un sistema eléctrico de potencia formado por un generador, un transformador, y al final de la línea, una conexión a unos consumidores de energía.

Las características de la línea, asimismo como otros datos del sistema de potencia tratado se indican en la figura:



Si se desea que la caída de tensión sea como máximo de un 5% en las barras “3”, manteniendo constante la tensión del generador en un valor de 110kV.

Hallar:

- 1. La Potencia de la batería de condensadores a colocar en las barras “3”, en paralelo con la carga para conseguir las condiciones citadas.
- 2. El valor total de la batería de condensadores a colocar en barras “3”, en Faradios.
- 3. Intensidad que circulará a la salida del generador.
- 4. Potencias que deberá suministrar el generador para conseguir las condiciones citadas.
- 5. Rendimiento total del sistema.

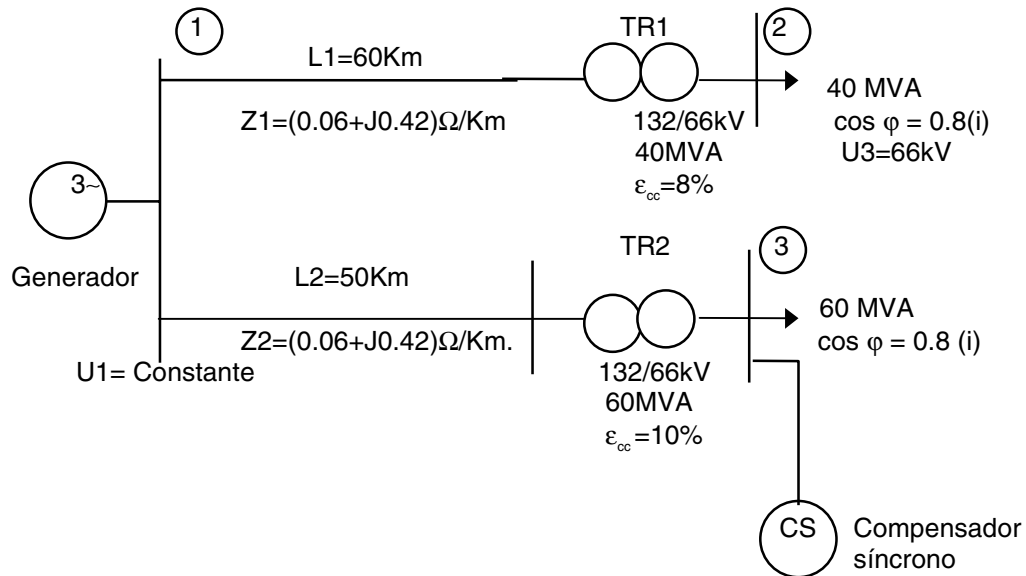
RESPUESTAS:

- 1. La potencia reactiva de compensación en barras “3” es de $Q_{3cond} = -36.25 \text{ MVAR}$.
- 2. El condensador a colocar en las barras “3” será de $204 \mu\text{F}$ a 23.75 kV .
- 3 $I_1 = 225.3/15.43^\circ \text{ A}$.
- 4. $P_1 = 42.51 \text{ MW}$ $Q_1 = 5.922 \text{ MVAR}$ $S_1 = 42.92/7.93^\circ \text{ MVA}$
- 5. El rendimiento será: $\eta = 94.09\%$.

PROBLEMA 33

Una central generadora de energía eléctrica alimenta a dos líneas de distribución de energía eléctrica. En el extremo de cada una de estas líneas se halla un transformador de dos devanados de las características que la figura indica. En el extremo de sendas líneas existen unos consumos de potencia, tal como se indica en la figura.

Las características de la línea, asimismo como otros datos del sistema de potencia tratado se indican en la figura:



La tensión en las barras de conexión "1", se mantiene constante a lo largo de todo el proceso.

Hallar:

- 1. Si no compensamos el sistema de potencia. ¿Cuál será la tensión en las barras "3", si mantenemos la tensión constante en barras "2", y de valor 66kV?
- 2. Si en el embarrado "3" necesitamos tener una tensión de 66kV. ¿Cuál será la potencia reactiva que tendrá que entregar el compensador síncrono?
- 3. Si la potencia de compensación asciende a $Q_{comp} = -6 \text{ MVAR}$, del compensador síncrono. ¿Cuál será la nueva tensión en las barras "3". (El ángulo de la tensión en las barras "3" es desconocido, no tomar 0°).
- 4. La tensión la intensidad que tendremos en las Barras "1", una vez efectuada la compensación del apartado 3.
- 5. Potencias totales que tendrá que entregar el generador síncrono en las condiciones del apartado 3.
- 6. Rendimiento total del sistema de potencia con las condiciones establecidas en el apartado 3.

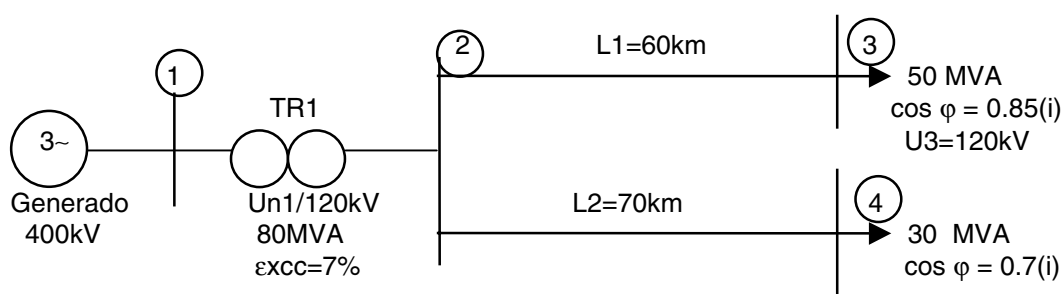
RESPUESTAS

- 1. $U_3 = 64081.5 \text{ V}$ (Considerado en el lado de 66kV del transformador).
- 2. La potencia de compensación es: $Q_{comp} = -8.87 \text{ MVAR}$.
- 3. $U_3 = 65396 \text{ V}$ (Considerado en el lado de 66kV del transformador).
- 4. En las barras de conexión "1" tendremos: $U^{*1} = 144455/5.52^\circ \text{ V}$. $I^{*1} = 424.5/-34^\circ \text{ A}$.
- 5. En las barras "1" tendremos: $P_1 = 81.94 \text{ MW}$ $Q_1 = 67.62 \text{ MVAR}$ $S_1 = 106.2/39.53 \text{ MVA}$.
- 6. El rendimiento total del sistema de potencia será: $\eta_t = 97.63\%$.

PROBLEMA 34

Una central generadora de energía eléctrica esta formada por un generador síncrono trifásico, y un transformador que alimenta a dos líneas acopladas en paralelo. En el extremo de sendas líneas existen unos consumos de potencia, tal como se indica en la figura.

Las características del generador, transformador, y de la línea, así como otros datos del sistema de potencia tratado se indican en la figura:



Datos:

Las líneas disponen de las siguientes características.

$$ZL1=ZL2=(0.07+j0.40) \Omega/\text{km}.$$

Si se desea que la tensión en el nudo “3” sea de 120kV, y la tensión de las barras “1” es de 400kV manteniéndose constante a lo largo de todo el proceso.

Hallar:

- 1. Si deseamos obtener una tensión de 120kV en las barras “3” mediante la regulación del transformador. Determinar cuál será esta regulación del primario del transformador ($Un1$).
- 2. La intensidad total del sistema de potencia, en estas condiciones.
- 3. Las potencias que tendrá que entregar el generador síncrono trifásico en barras “2”.
- 4. El rendimiento total del sistema.

RESPUESTAS:

- 1. La tensión de regulación en el primario del transformador será: $Un1=359800V$.
- 2. La intensidad total del sistema de potencia en barras “2” es: $I2= 431.45/-37.94^\circ A$.
- 3. Las potencias del generador son: $P2= 71.239MW$ $Q2=69.75MVAR$ $S2= 99.70/44.4^\circ MVA$.
- 4. El rendimiento total del sistema es: $\eta_t= 98.96\%$.

PROBLEMA 35

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de dos transformadores, uno con dos arrollamientos colocado al principio de línea, mientras el otro transformador es de tres arrollamientos. El bobinado terciario de este segundo transformador lleva conectado un banco de condensadores, tal como se indica en la figura. Las características de los transformadores, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan a continuación.

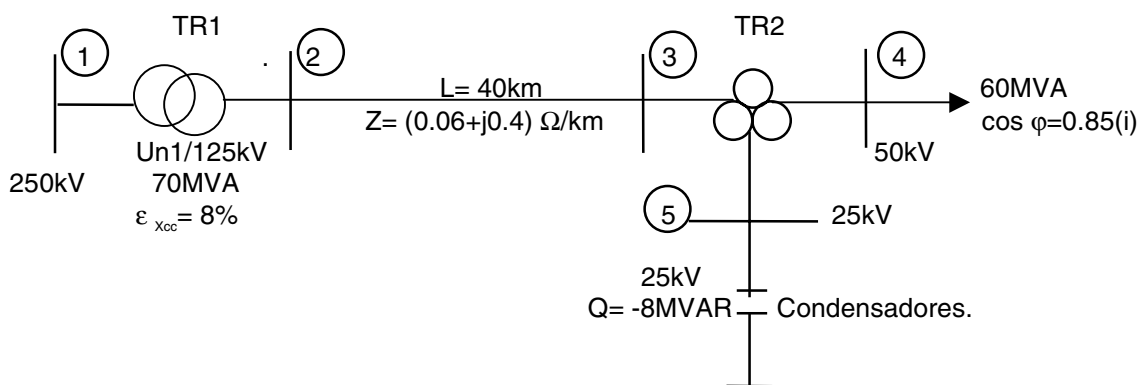
Datos:

Primario-Secundario	70MVA	125/50 kV	$\varepsilon_{cc} = 8\%$
Primario-Terciario	20MVA	125/25 kV	$\varepsilon_{cc} = 8\%$
Secundario-Terciario	20MVA	50/25 kV	$\varepsilon_{cc} = 6\%$

Si la tensión en el nudo "1", es de 250kV constantes, y deseamos que la tensión en barras "4" sea de 50kV manteniéndose también constantes.

Hallar:

- 1. La regulación que se debe efectuar en el primario de TR1 para conseguir las condiciones citadas.
- 2. La intensidad que circula por la línea.
- 3. Potencias totales en bornes del TR1.
- 4. Rendimiento total de la red.



RESPUESTAS:

- 1. $Un1 = 225710V$ en el primario de TR1.
- 2. Línea = $259/-24.8^\circ A$.
- 3. Las potencias en el transformador TR1 son: $P=52MW$; $Q=33.83MVAR$ $S=62/33^\circ MVA$
- 4. $\eta=98.07\%$

PROBLEMA 36

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de dos transformadores, uno con dos arrollamientos colocado al principio de línea, mientras el otro transformador es de tres arrollamientos. El bobinado terciario de este segundo transformador lleva conectado un banco de condensadores, tal como se indica en la figura. Las características de los transformadores, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan a continuación.

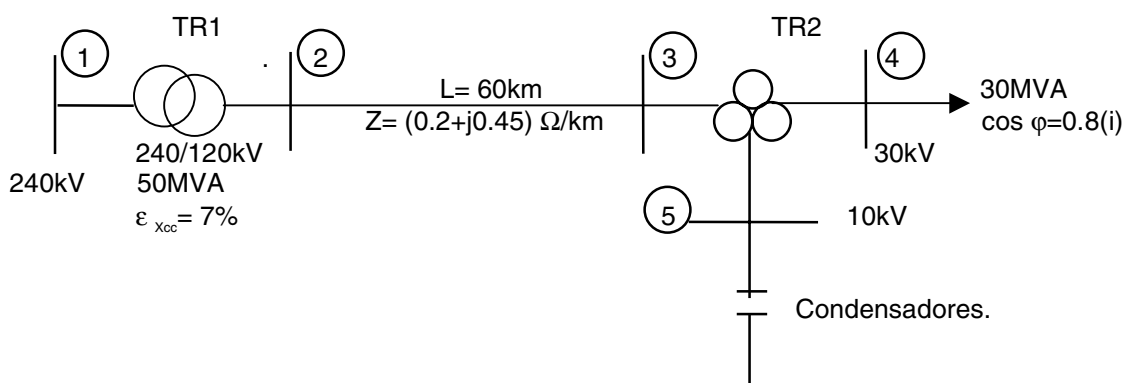
Datos:

Primario-Secundario	60MVA	120/30 kV	$\varepsilon_{cc} = 8\%$
Primario-Terciario	20MVA	120/10 kV	$\varepsilon_{cc} = 5\%$
Secundario-Terciario	20MVA	30/10 kV	$\varepsilon_{cc} = 6\%$

Si la tensión en el nudo "1", es de 240kV constantes, y deseamos que la tensión en barras "4" sea de 30kV manteniéndose también constantes.

Hallar:

- 1. La potencia de compensación a colocar en barras "5". Así como el valor de la batería de condensadores a colocar.
- 2. La intensidad que circula por la línea.
- 3. Potencias totales en bornes del TR1.
- 4. Rendimiento total de la red.



RESPUESTAS:

- 1. La potencia de la batería de condensadores en "5" es: $Q = -25 \text{ MVAR}$. y $C = 871 \mu\text{F}$. (Todo a 10kV) Como la potencia máxima del terciario del TR2 es de 20MVA estaríamos trabajando en el límite.
- 2. $I_{\text{línea}} = 125.46/26.39^\circ \text{ A}$.
- 3. Las potencias en el transformador TR1 son: $P = 24.56 \text{ MW}$; $Q = -8.76 \text{ MVAR}$; $S = 26.07/-19.62^\circ \text{ MVA}$
- 4. $\eta = 97.7\%$

PROBLEMA 37

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de un transformador de tres arrollamientos. El bobinado terciario de este transformador lleva conectado un banco de condensadores, tal como se indica en la figura. Las características del transformador, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan a continuación.

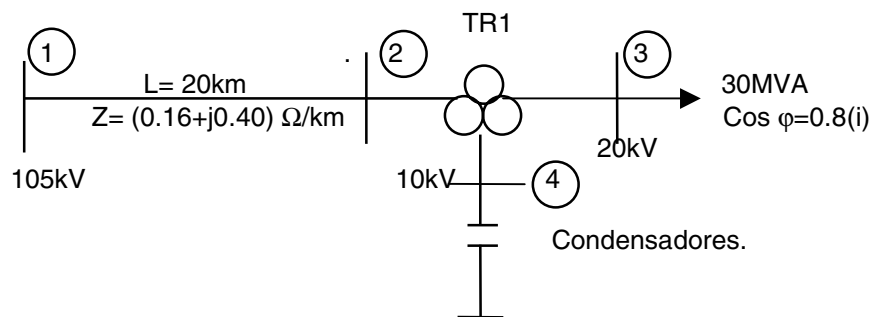
Datos:

Primario-Secundario	50MVA	100/20 kV	$\varepsilon_{cc} = 8\%$
Primario-Terciario	15MVA	100/10 kV	$\varepsilon_{cc} = 6\%$
Secundario-Terciario	15MVA	25/10 kV	$\varepsilon_{cc} = 6\%$

Si la tensión en el nudo "1", es de 105kV constantes, y deseamos que la tensión en barras "3" sea de 20kV manteniéndose también constantes.

Hallar:

- 1. La potencia de compensación a colocar en barras "4". Así como el valor de la batería de condensadores a colocar para conseguir las condiciones citadas.
- 2. La intensidad que circula por la línea.
- 3. Potencias totales en bornes del TR1.
- 4. Rendimiento total de la red.



RESPUESTAS:

- 1. La potencia de la batería de condensadores en "4" es: $Q = -15.94 \text{ MVAR}$. y $C = 507 \mu\text{F}$. (Todo a 10kV)
- 2. $I_{\text{Línea}} = 136.81/-2.34^\circ \text{ A}$.
- 3.- Las potencias al inicio de línea son: $P = 24.537 \text{ MW}$; $Q = 4.128 \text{ MVAR}$; $S = 24.88/9.55^\circ \text{ MVA}$
- 4.- $\eta = 97.80\%$

PROBLEMA 38

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de dos transformadores, uno con dos arrollamientos colocado al principio de línea, mientras el otro transformador es de tres arrollamientos. El bobinado terciario de este segundo transformador lleva conectado un banco de condensadores, tal como se indica en la figura. Las características de los transformadores, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan a continuación.

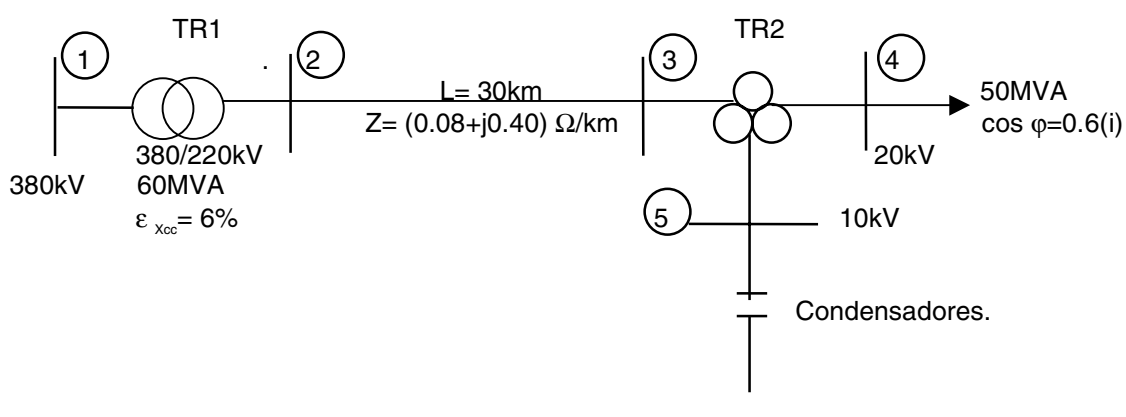
Datos:

Primario-Secundario	60MVA	220/20 kV	$\varepsilon_{cc} = 9\%$
Primario-Terciario	20MVA	220/10 kV	$\varepsilon_{cc} = 7\%$
Secundario-Terciario	20MVA	20/10 kV	$\varepsilon_{cc} = 8\%$

Si la tensión en el nudo "1", es de 380kV constantes, y deseamos que la tensión en barras "4" sea de 20kV manteniéndose también constantes.

Hallar:

- 1. La potencia de compensación a colocar en barras "5". Así como el valor de la batería de condensadores a colocar.
- 2. La intensidad que circula por la línea.
- 3. Potencias totales en bornes del TR1.
- 4. Rendimiento total de la red.



RESPUESTAS:

- 1. La potencia de la batería de condensadores en "5" es: $Q = -38.16 \text{ MVAR}$. y $C = 1.215 \text{ mF}$. (Todo a 10kV). Se tendría que realizar algún tipo de compensación especial en el terciario de TR2, ya que necesitamos unos - 40MVAR, y la potencia máxima actual solo permite 20MVAR.
- Los datos que siguen son suponiendo que este aumento de potencia es posible.
- 2. $I_{\text{Línea}} = 78.98/1.8^\circ \text{ A}$.
- 3. Las potencias en el transformador TR1 son: $P = 30.05 \text{ MW}$; $Q = 1.57 \text{ MVAR}$; $S = 30.09/3^\circ \text{ MVA}$
- 4. $\eta = 99.83\%$.

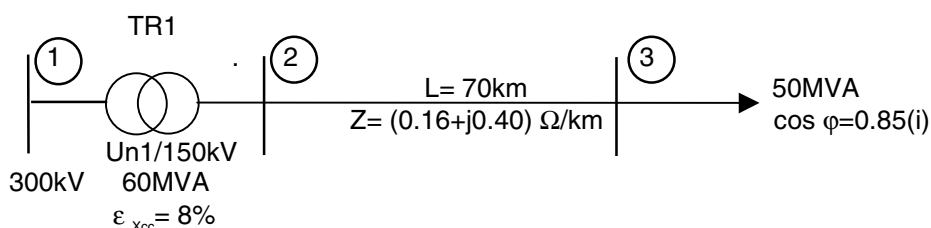
PROBLEMA 39

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de un transformador con la relación de transformación regulable. Una línea de interconexión y unos usuarios con una demanda de potencia como se indica en la figura. Las características del transformador, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan en la figura.

Si la tensión en el nudo "1", es de 300kV constantes, y deseamos que el rendimiento total del sistema de potencia sea de $\eta=98\%$. con las características indicadas.

Hallar:

- 1 . La regulación de $Un1$, del primario de TR1, para conseguir las condiciones citadas.
- 2. La intensidad, en módulo, que circula por la línea.
- 3. Pérdida de potencia activa desde el inicio de línea hasta el punto final "3".



RESPUESTAS:

- 1. La tensión en el primario del transformador TR1 será: $Un1 = 360820\text{kV}$.
- 2.- $I_{\text{Línea}} = 278.71/-31.79^\circ \text{ A}$.
- 3. La pérdida de potencia de la línea de toda la línea es $\Delta P = 0.87\text{MW}$.

PROBLEMA 40

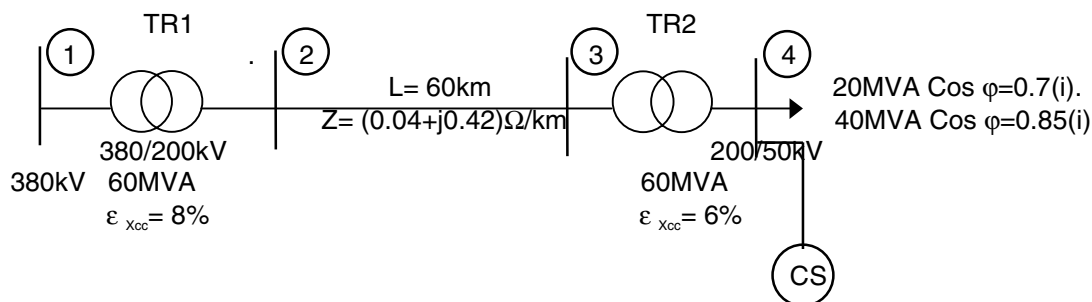
Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de dos transformadores de dos bobinados cada uno. Una línea de interconexión conecta la línea con unos usuarios, siendo la demanda de potencia la que se indica en la figura. Las características de los transformadores, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan en la figura.

Si la tensión en el nudo "1", es de 380kV constantes, y deseamos mantener 50kV en bornes de las barras "4" de interconexión.

Hallar:

- 1. La potencia reactiva capacitativa que deberá disponer el compensador síncrono situado en bornes de las barras "4", para que la tensión en las mismas sea de 50kV, en los dos casos que se indican. Dar también el valor de las intensidades de la línea en los dos casos propuestos.

- 2. Si la tensión $U_3=195\text{kV}$, y el resto de datos coinciden con el caso anterior ($U_4=50\text{kV}$). Hallar la potencia reactiva de compensación del compensador síncrono situado en bornes de las barras "4", para cumplirse los dos casos que se indican.
Dar también el valor de las intensidades de la línea en los dos casos propuestos.

**RESPUESTAS:**

- 1. La potencia de compensación del generador síncrono es : a) $Q_4 = -8.188 \text{ MVA}$.
b) $Q_4 = -29.39 \text{ MVA}$.

La variación de potencia que debe ser capaz de dar el compensador $\Delta Q_4 = -8.188 \text{ MVAR}$ a -29.39 MVAR

Las intensidades que circulan por la línea del sistema de potencia son: a) $I_L = 40.44/2.33^\circ \text{ A}$.
b) $I_L = 98.39/4.05^\circ \text{ A}$.

- 2. La potencia de compensación del generador síncrono es : a) $Q_4 = -0.30 \text{ MVA}$.
b) $Q_4 = -21.5 \text{ MVA}$.

La variación de potencia que debe ser capaz de dar el compensador $\Delta Q_4 = -0.30 \text{ MVAR}$ a -21.5 MVAR

Las intensidades que circulan por la línea del sistema de potencia son: a) $I_L = 47.88/-30.03^\circ \text{ A}$.
b) $I_L = 102.4/-10^\circ \text{ A}$.

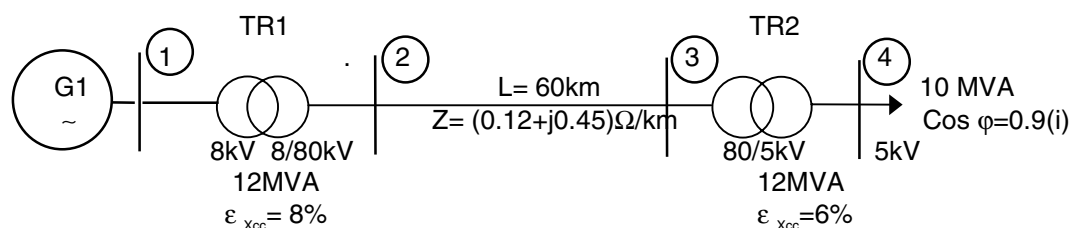
PROBLEMA 41

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de un generador, así como dos transformadores de dos bobinados cada uno. Una línea de interconexión conecta la línea con unos usuarios, siendo la demanda de potencia la que se indica en la figura. Las características de los transformadores, generador, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan en la figura.

Si la tensión en el generador es de 8kV constantes, y de las barras "4" solo conocemos la potencia y el ángulo total.

Hallar:

- 1. La tensión e intensidad que existirán, en estas condiciones, al final de la línea (U_4, I_4).
- 2. Todos los parámetros característicos en las barras de interconexión "1", "2", "3".

**RESPUESTAS:**

- 1. En bornes de las barras “4” tendremos: $U_4=5000/0^\circ\text{V}$. $I_4=1154.72/-25.84^\circ\text{A}$.
- 2. Barras “3”: $U_3=81822.7/2.52^\circ\text{V}$ $I_3=72.17/-25.84^\circ\text{A}$ $\phi_3= 28.36^\circ$ $P_3=9.02\text{MW}$
 $Q_3=4.858\text{MVAR}$ $S_3= 10.23/28.36^\circ\text{MVA}$. $\eta_3=99.9\%$.
- 3. Barras “2”: $U_2=84259/4.25^\circ\text{V}$ $I_2=72.17/-25.84^\circ\text{A}$ $\phi_2= 30.1^\circ$ $P_2=9.11\text{MW}$
 $Q_2=5.28\text{MVAR}$ $S_2= 10.53/30.1^\circ\text{MVA}$. $\eta_2= 98.79\%$.
- 4. Barras “1”: $U_1=8705.6/7.29^\circ\text{V}$ $I_1=721.7/-25.84^\circ\text{A}$ $\phi_1= 33.13^\circ$ $P_1=9.11\text{MW}$
 $Q_1=5.95\text{MVAR}$ $S_1= 10.88/33.13^\circ\text{MVA}$. $\eta_1=98.76\%$.

Es importante notar que el ángulo de la tensión a medida que avanzamos hacia el principio de la línea va creciendo. Esto está en concordancia con lo propuesto por la fórmula del flujo de potencia:

$$P = (U_1 \cdot U_2) / B \cdot \sin \phi$$

PROBLEMA 42

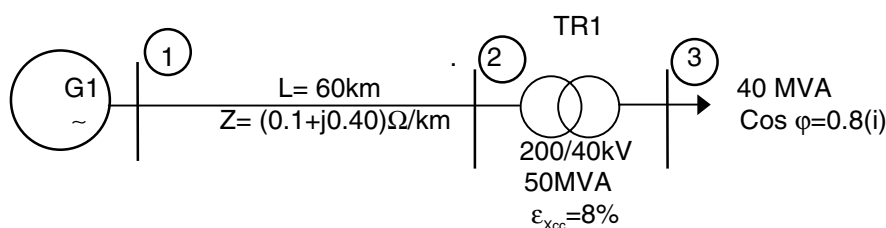
Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de un generador síncrono, así como de un transformador de dos bobinados. Una línea de interconexión conecta la línea con unos usuarios, siendo la demanda de potencia la que se indica en la figura. Las características del transformador, generador, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan en la figura.

Si la tensión al final de la línea es de 40kV constantes, y con las condiciones establecidas en la figura.

(Desconocemos las características del generador síncrono).

Hallar:

- 1. La tensión e intensidad que existirán, en estas condiciones, al principio de la línea (U_1 , I_1).
- 2. Las pérdidas de transmisión totales de esta línea, para estas condiciones.
- 3. Las potencias que deberá entregar el generador situado al principio de la línea.
- 4. El rendimiento total de este sistema de potencia, también para las condiciones establecidas.

**RESPUESTAS:**

- 1. En bornes de las barras “1” tendremos: $U_1=211941/3.6^\circ\text{V}$. $I_1=115.47/-36.87^\circ\text{A}$.
- 2. Las pérdidas de transmisión ascienden a $\Delta=P_1-P_3=0.25\text{MW}$.
- 3. Las potencias al principio de la línea (generador) son: $P_1=32.25\text{MW}$ $Q_1=27.51\text{MVAR}$
 $S_1=42.39/40.46^\circ\text{VA}$.
- 4. El rendimiento total será: $\eta_t=99.2\%$.

PROBLEMA 43

Una línea de transmisión de energía eléctrica, dispone de un transformador de tres arrollamientos. El bobinado terciario de este transformador lleva conectado un banco de condensadores, tal como se indica en la figura. La línea, (que por su longitud podemos despreciar la impedancia), alimenta a unas cargas variables que oscilan entre los valores mostrados en la figura. Las características del transformador, así como del resto de componentes del sistema de potencia se detallan a continuación.

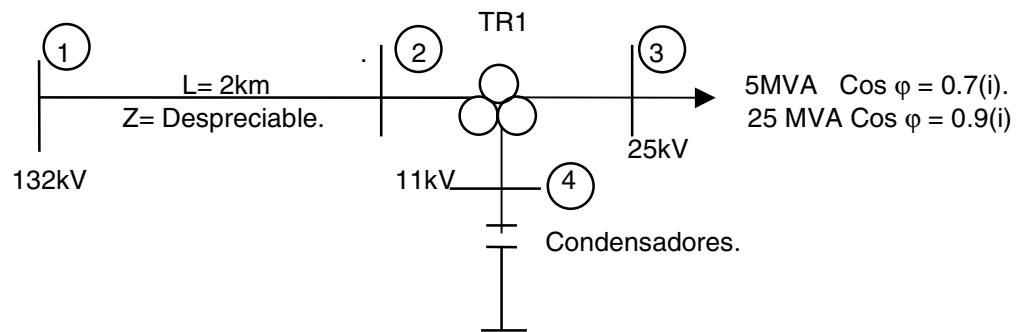
Datos:

Primario-Secundario	30MVA	132/25 kV	$\varepsilon_{cc} = 12\%$
Primario-Terciario	5MVA	132/11 kV	$\varepsilon_{cc} = 8\%$
Secundario-Terciario	6MVA	25/11 kV	$\varepsilon_{cc} = 8\%$

Si la tensión en el nudo “1”, es de 132kV constantes, y deseamos que la tensión en barras “3” sea de 25kV manteniéndose también constantes.

Hallar:

- 1. La potencia de compensación a colocar en barras “4”. Así como el valor de la batería de condensadores a colocar en las mismas barras, para conseguir las condiciones citadas.
- 2. La intensidad que circula por la línea, en las dos situaciones posibles.
- 3. Potencias totales en bornes de las barras de interconexión “1”, en las dos situaciones posibles.
- 4. Rendimiento total de la red, en las dos situaciones posibles.

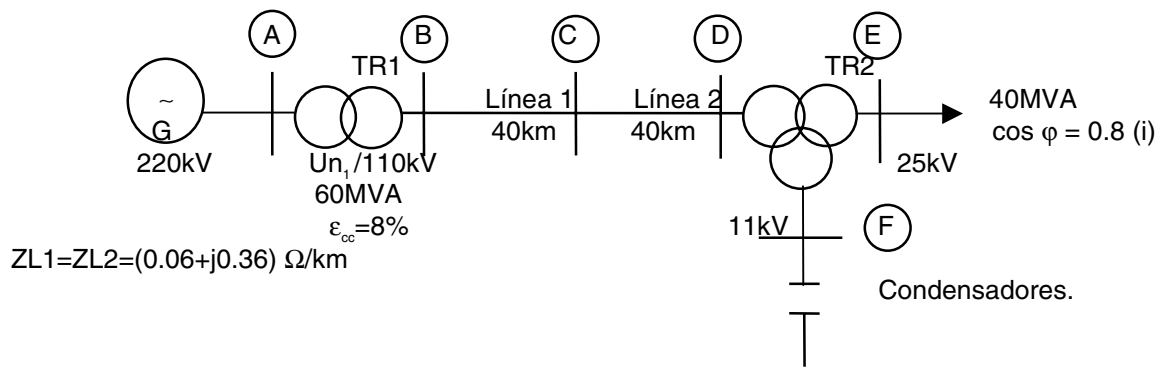
**RESPUESTAS:**

- 1. La potencia de la batería de condensadores en "4" es:
 - a).- $Q = -4.07 \text{ MVAR}$. y $C = 107 \mu\text{F}$. (Todo a 11 kV)
 - b).- $Q = -12.028 \text{ MVAR}$ y $C = 316 \mu\text{F}$. (Todo a 11 kV)
- 2. La intensidad que circula por la línea es:
 - a).- $I_{\text{Línea}} = 15.61/12.13^\circ \text{ A}$.
 - b).- $I_{\text{Línea}} = 98.6/7.94^\circ \text{ A}$.
- 3. Las potencias al inicio de línea son:
 - a).- $P = 3.50 \text{ MW}$; $Q = -0.7 \text{ MVAR}$; $S = 3.57/-11.32^\circ \text{ MVA}$
 - b).- $P = 22.5 \text{ MW}$; $Q = -1.395 \text{ MVAR}$; $S = 22.54/-3.55^\circ \text{ MVA}$
- 4. El rendimiento total del sistema de potencia es:
 - a).- $\eta = 100\%$ Valores lógicos si tenemos presente que hemos despreciado todo
 - b).- $\eta = 100\%$ efecto Óhmico.

PROBLEMA 44

Un sistema de potencia está formado por una central generadora, dos transformadores (el TR1 es un transformador regulable en su relación de transformación), y unas líneas de interconexión acopladas en serie. De los extremos de la línea parte una derivación con unos consumos específicos mostrados en la figura.

Las características del sistema de potencia, así como todos los parámetros importantes del mismo son los mostrados en la figura.



Datos:

TR2: P-S.....50MVA.....110kV/25kV..... $\epsilon_{cc}=8\%$.
 P-T.....20MVA.....110kV/11kV..... $\epsilon_{cc}=6\%$.
 S-T.....20MVA.....25kV/11kV..... $\epsilon_{cc}=4\%$.

La central generadora mantiene la tensión en barras (A) constante.
 La tensión en barras (E), se mantiene constante a 25Kv.

Hallar:

- 1.-Si deseamos mantener la tensión constante en la barra (C), y de valor igual 111kV. ¿Cuál será la reactancia capacitativa de la batería de condensadores a colocar en el terciario de TR2 para lograr estas condiciones?.
- 2.-Manteniendo la tensión anterior en barras (C). ¿Cuál será la intensidad que circulara por las citadas barras una vez efectuada la compensación anterior?.
- 3.-Manteniendo la tensión anterior en barras (C). ¿Cuál será el valor al que regularemos la tensión nominal del primario del transformador TR1, si deseamos obtener los 220Kv en bornes del generador (A)?
- 4. ¿Cuál será el rendimiento total (η_T), del sistema de potencia visto desde (A) con las condiciones halladas en el apartado anterior?.

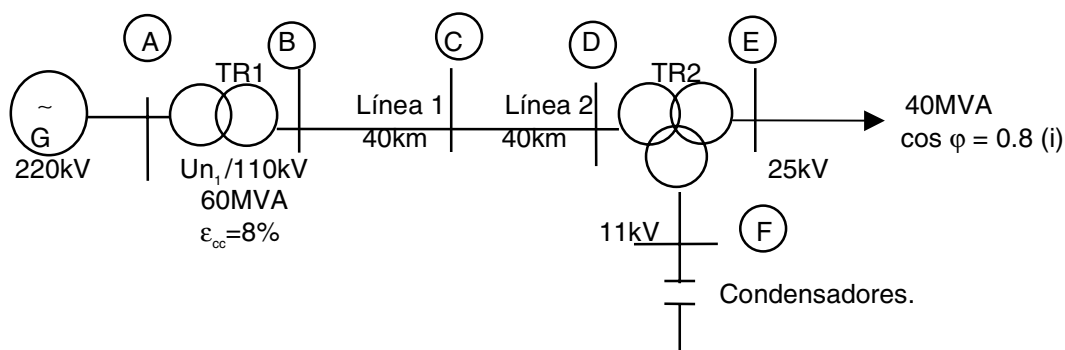
RESPUESTAS:

- 1. $Q_{cond} = -26\text{MVAR}$; $C = 684 \mu\text{F}$. (Todos los datos referidos a 11kV)
- 2. La intensidad total en barras "B" es: $I_t = 167.52/6.09^\circ \text{ A}$.
- 3. La regulación de la tensión en el primario es: $Un_1 = 216.3 \text{ kV}$.
- 4. El rendimiento total del sistema de potencia es: $\eta = 98.72 \%$.

PROBLEMA 45

Se dispone del siguiente sistema de potencia formado por una central generadora, dos transformadores (el TR1 es un transformador regulable en su relación de transformación), y unas líneas de interconexión acopladas en serie. De los extremos de la línea parte una derivación con unos consumos específicos mostrados en la figura.

Las características del sistema de potencia, así como todos los parámetros importantes del mismo son los mostrados en la figura.



Datos:

TR2: P-S.....50MVA.....110kV/25kV..... $\epsilon_{cc}=8\%$.
P-T.....20MVA.....110kV/11kV..... $\epsilon_{cc}=6\%$.
S-T.....20MVA.....25kV/11kV..... $\epsilon_{cc}=4\%$.

En todas las líneas considerar $Z = (0.08 + j0.82) \Omega/\text{km}$

La central generadora mantiene la tensión en barras (A) constante.

La tensión en barras (E) se mantiene constante a 25Kv.

Hallar:

- 1. Si deseamos mantener la tensión constante en la barra **C**, y de valor igual 111kV. ¿Cuál será la reactancia capacitativa de la batería de condensadores a colocar en el terciario de TR2 para lograr estas condiciones?.
- 2. Manteniendo la tensión anterior en barras **C**. ¿Cuál será la intensidad que circulara por las citadas barras una vez efectuada la compensación anterior?.
- 3. Manteniendo la tensión anterior en barras **C**. ¿Cuál será el valor al que regularemos la tensión nominal del primario del transformador TR1, si deseamos obtener los 220Kv en bornes del generador **A**?
- 4. ¿Cuál será el rendimiento total (η_T), del sistema de potencia visto desde **A** con las condiciones halladas en el apartado anterior?.

RESPUESTAS:

- 1. $Q_{cond} = -26.53 \text{ MVAR}$; $C = 698 \text{ } \mu\text{F}$. (Todos los datos referidos a 11kV)
- 2. La intensidad total en barras “B” es: $I_t = 167.86/7.16^\circ \text{ A}$.
- 3. La regulación de la tensión en el primario es: $Un_1 = 214.16 \text{ kV}$.
- 4. El rendimiento total del sistema de potencia es: $\eta = 98.34 \%$.