

fig. 2.16 Curva diaria de carga (22/07/2003). Punta estival. Máximo alcanzado a las 13h.

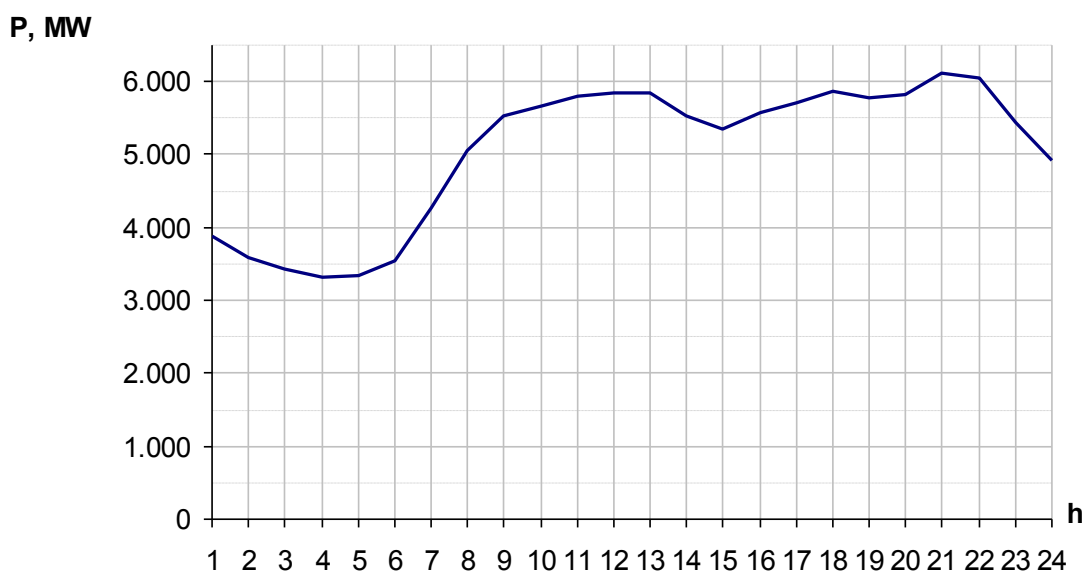


fig. 2.17 Curva diaria representativa de carga (31/03/2003). Máximo alcanzado a las 21h

Los máximos absolutos (estival e invernal) de carga tuvieron lugar en laborables, 2007:

- Estival: mes de julio; 8720 MVA (8500 MW, 1960 MVAR);
- Invernal: mes de diciembre; 8900 MVA (8700 MW, 1850 MVAR).

Mientras se redacta la presente memoria (año 2011), la curva de carga comparada, en fechas homogéneas respecto al año 2003, presenta un incremento máximo del 12% (fig. 2.20).

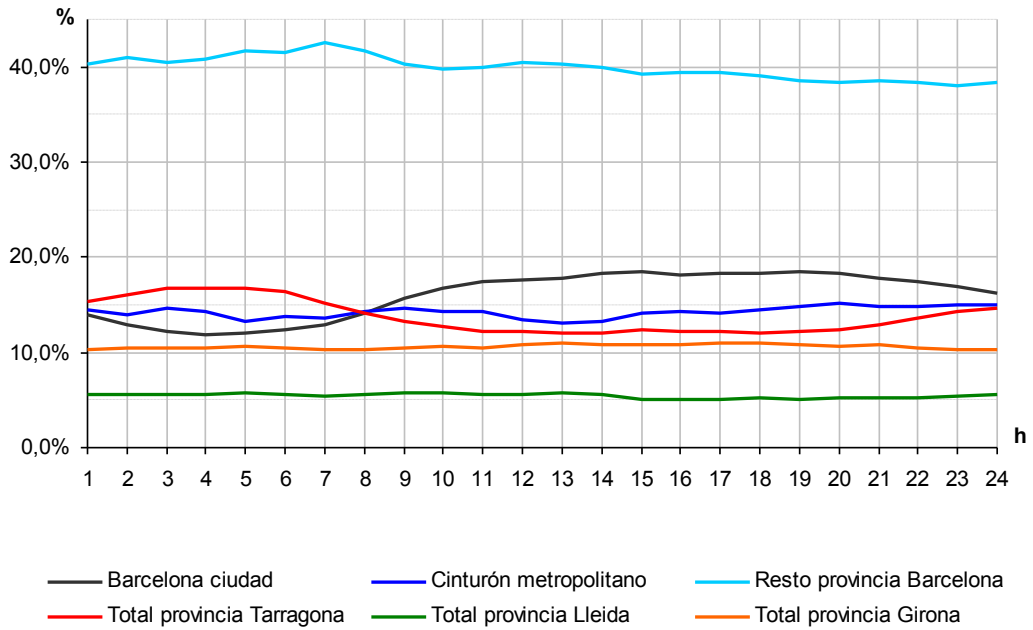


fig. 2.18 Participación porcentual promediada en curva de carga diaria (laborable). Detalle por provincias. Para la provincia de Barcelona, detalle para ciudad de Barcelona y cinturón metropolitano.

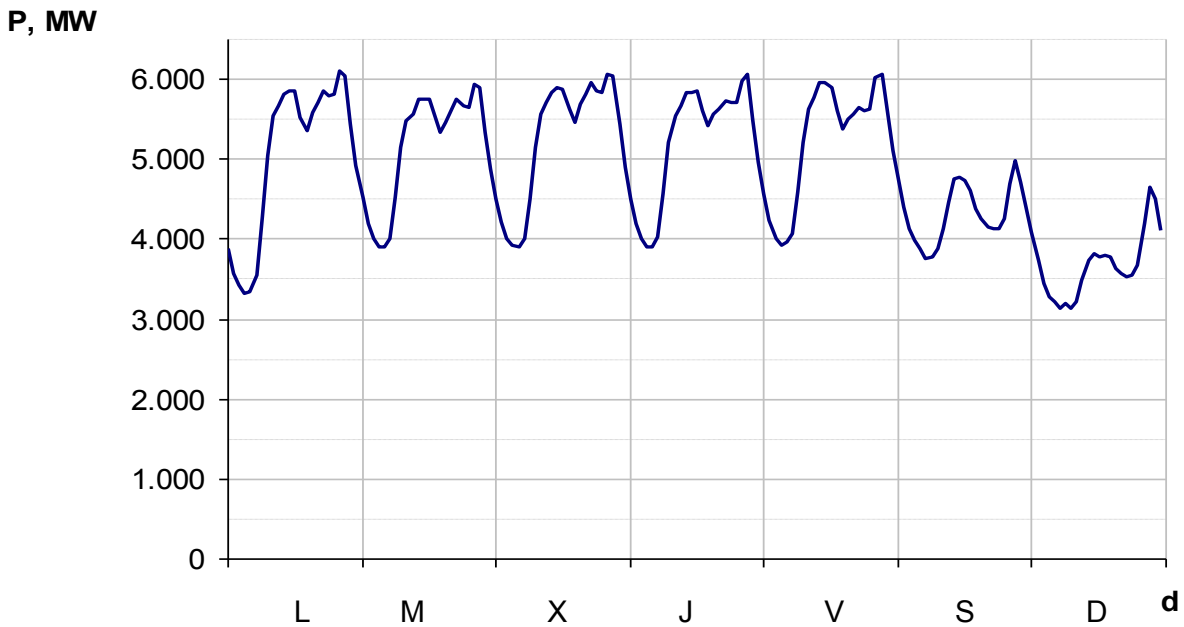


fig. 2.19 Curva semanal de carga (31/03/2003 - 6/04/2003)

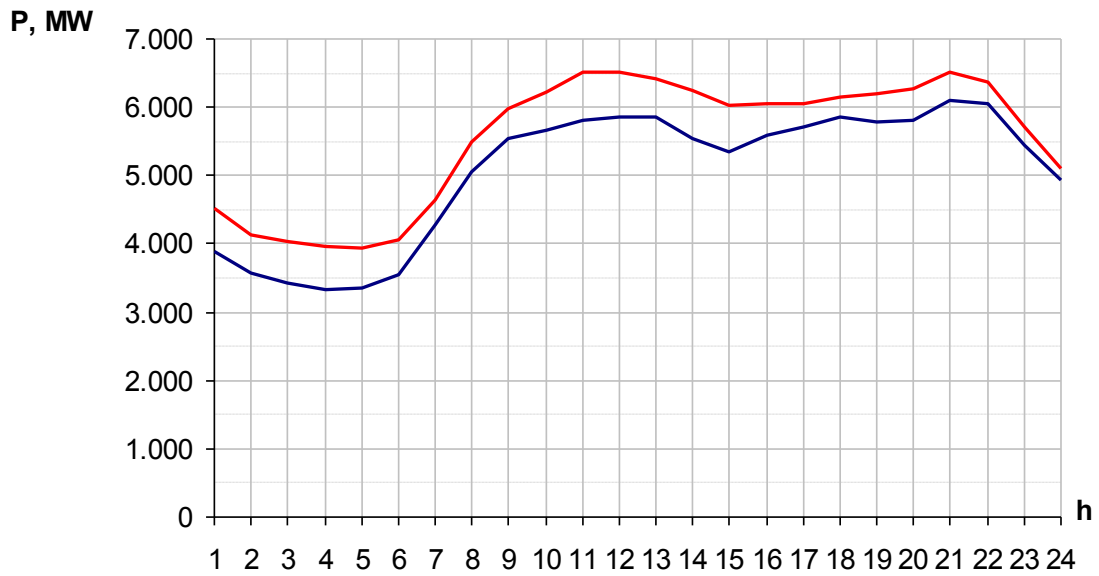


fig. 2.20 Curvas de carga comparadas. Inferior: 31/03/2003; superior: 4/04/2011

Finalmente, (fig. 2.21) clasificando la demanda por sectores [VI], se observa el reparto entre consumos doméstico, industrial y de servicios en Catalunya:

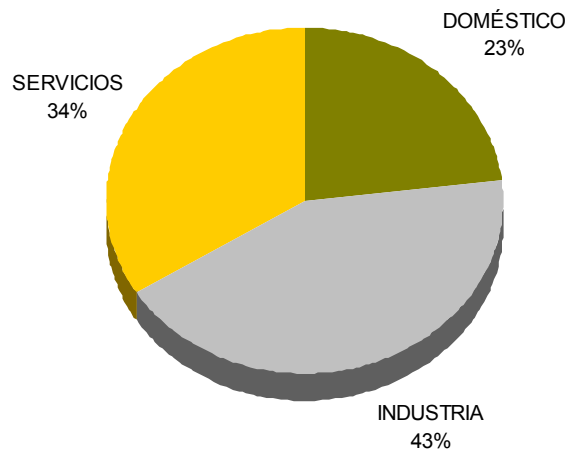


fig. 2.21 Consumo eléctrico en Catalunya por sectores, mayo 2005

2.3.3 Nudos y circuitos AT

Atendiendo al nivel de tensión, se clasifican [VII] según Tabla 2.1. **Observación:** nudo no implica instalación. Una instalación puede constar de uno o más de un nudo.

	REDES AT vs. U_{nom}				
	400 kV	220 kV	132 kV	110 kV	66 kV
Nudos	12	56	24	157	20
n° circuitos	24	91	31	199	19
Carga máxima unitaria típica (MVA)	1250	350	130	100	40
km circuitos aéreos	2266	2528	644	3685	232
km circuitos subterráneos	0	53,3	0	31,9	18,6

Tabla 2.1 Instalaciones y circuitos AT

2.3.4 Transformaciones AT_1/AT_2

Atendiendo a los niveles de tensión interconectados, se clasifican [VII] según Tabla 2.2. La potencia total instalada asciende a 13500 MVA.

	Tensiones interconectadas, kV						
	400/220	400/110	220/132	220/110	220/66	132/110	132/66
Unidades	13	6	10	28	11	1	2
Total MVA	5700	1500	1080	4470	660	60	30

Tabla 2.2 Transformaciones AT_1/AT_2 (incluye transformadores y autotransformadores)

2.3.5 Transformadores AT/MT ; $AT/MT_1/MT_2$; MT/MT ; MT_1/MT_2

Atendiendo a los niveles de tensión interconectados, los transformadores AT/MT y $AT/MT_1/MT_2$ (noviembre, 2005) se clasifican [V] según Tabla 2.3. La potencia total instalada asciende a 10641 MVA.

	Tensiones interconectadas, kV										
	220/25	220/25/25	220/25/11	220/11/11	132/25	110/25	110/25/11	110/25/6	110/11	110/11/11	66/25
Unidades	46	1	2	9	23	135	30	3	37	2	6
Total MVA	2130	50	120	550	753	4611	1010	108	1044	85	180

Tabla 2.3 Transformadores AT/MT

Cabe enumerar, adicionalmente, 42 autotransformadores MT, dedicados a regulación automática de tensiones en MT, caso de:

- utilizarse terciario de compensación en transformadores / autotransformadores AT₁/AT₂ para suministro a cargas (fig. 2.22);
- instalaciones MT, alejadas de cabeceras (fig. 2.23);

Y, finalmente, 31 transformadores MT₁/MT₂, para instalaciones MT (fig. 2.24) con transformación. En fig. 2.24, alimentación desde 25kV. Permite inversión (alimentación de 11 a 25 kV). En cualquier caso, seccionador de puesta a tierra neutro MT alimentadora abierto, seccionador de puesta a tierra neutro MT alimentada cerrado. La potencia típica de estas transformaciones MT oscila entre los 5 y los 30 MVA.

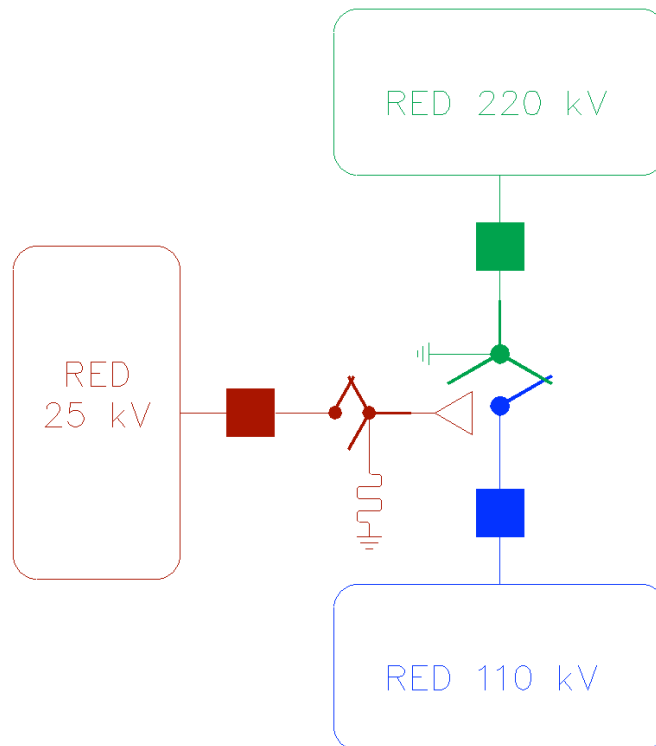


fig. 2.22 Autotransformador regulador MT, conectado a terciario de compensación de autotransformador AT₁/AT₂.

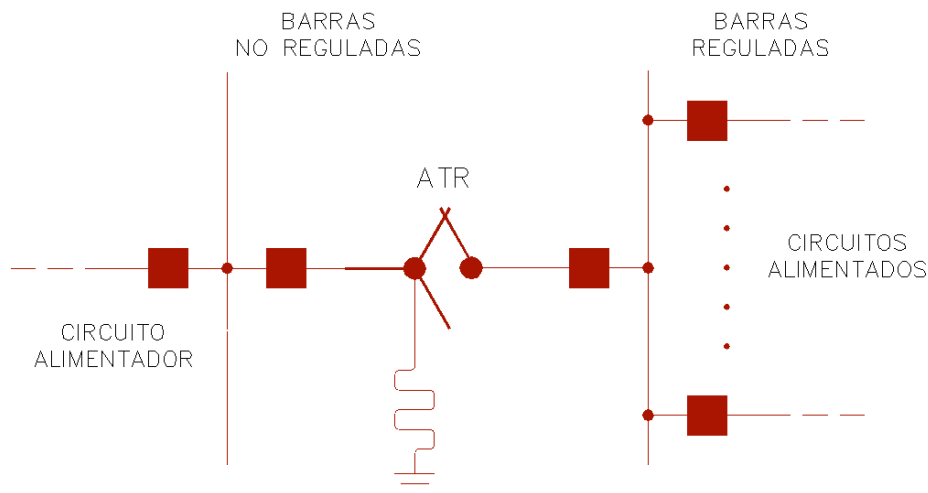


fig. 2.23 Autotransformador regulador MT, en instalación MT alejada de cabecera.

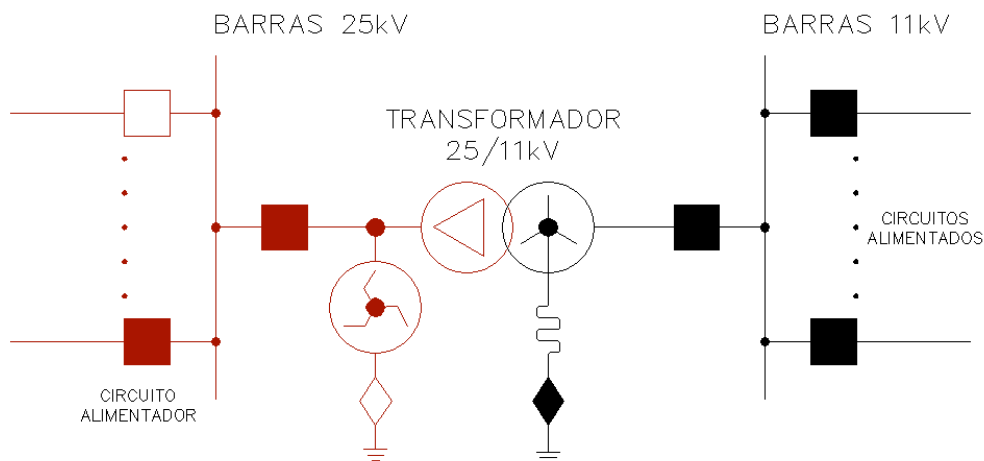


fig. 2.24 Transformador MT_1/MT_2 (25/11 kV), en instalación MT con transformación.

2.3.6 Circuitos MT y BT

En noviembre 2005 [V], se contabilizaron unos tendidos totales de 31000 km. en circuitos MT y 55700 km en circuitos BT.

2.3.7 CCDD (centros de distribución)

En cuanto a las instalaciones dedicadas a transformación MT/BT, el sistema objeto de análisis disponía (noviembre 2005, [V]) de 39000 CCDD, con una potencia total instalada de 18 GVA. Típicamente, las potencias de las transformaciones MT / BT ubicadas en los CCDD se sitúan entre 200 y 600 kVA.

2.4 Bibliografía y referencias

- I Real Decreto, 223/2008: *“Por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. ITC – LAT 01 a 09”*. BOE nº 68, 19 de marzo, 2008; p. 16436. Madrid, 15 de febrero, 2008.
- II Real Decreto, 1955/2000: *“Por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”*. BOE nº 310, 27 de diciembre 2000; p. 45988. Madrid, 1 de diciembre 2000.
- III E. Robles, O. Reyes, R. Campuzano y E. Priego: *“Impacto de las corrientes de secuencia negativa en los generadores síncronos instalados en sistemas industriales”*. 2º congreso bienal CIGRÉ. Irapuato (Méjico), 13 – 15/6/2001
- IV Real Decreto, 661/2007: *“Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”*. BOE nº 126, 26 de mayo, 2007; p. 22846. Madrid, 25 de mayo, 2007.
- V Cortesía de ENDESA. Documentos internos de seguimiento y gestión: *“Informe diario de Explotación”*.
- VI ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: *“Evolución de la demanda de energía eléctrica”*, mayo 2005.
- VII Cortesía de ENDESA y REE. Documentos internos. Inventariados de activos, período 2003 – 2005.

3 ESCENARIO

Constituye la “instantánea” representativa del sistema objeto de estudio, y viene definido por:

- Los generadores conectados al sistema y la potencia aparente $(S_{G_i} = P_{G_i} + jQ_{G_i})$ entregada por cada uno;
- Las cargas conectadas al sistema y la potencia aparente $(S_{L_j} = P_{L_j} + jQ_{L_j})$ demandada por cada una;
- Las tensiones $(U_p = |U_p|e^{j\phi_{U_p}})$ en todos y cada uno de los nudos;
- La conectividad del resto de elementos, el flujo de potencia aparente $(S_k = P_k + jQ_k)$ y la intensidad circulante $(I_k = |I_k|e^{j\phi_{I_k}})$ en cada uno:
 - Circuitos AT (400, 220, 132, 110 y 66 kV), incluyendo interconexiones;
 - Transformadores AT₁/AT₂;
 - Transformadores AT/MT, AT/MT₁/MT₂;
 - Compensadores de potencia reactiva.

En un sistema eléctrico real existen dos tipos básicos de escenario:

- El obtenido mediante telecontrol en tiempo real: captación periódica de variables analógicas y conectividad de todo el sistema;
- El obtenido por diseño de red: actividades de planificación y previsión. Establecida la estimación de la demanda y la conectividad vs. elementos disponibles (incluidos los generadores), se determina el régimen de explotación.

El escenario requerido para la realización de la presente Tesis ha obligado a realizar ambas actividades: a partir de un escenario obtenido en tiempo real (definición de cargas), se han efectuado modificaciones en conectividad y disponibilidad, a fin y efecto de plasmar **una situación habitual de generación y explotación** ante una **situación habitual de demanda**.

El escenario en tiempo real para determinación de la demanda corresponde al día 31/03/2003, cuyos detalles fueron comentados en [2.3.2].

Las modificaciones más relevantes realizadas sobre dicho escenario son:

- conexión al sistema de una planta nuclear (1GVA) que en 31/03/2003 se encontraba fuera de servicio;
- conexión máxima en circuitos AT y transformadores AT₁/AT₂.

Para realizar cálculos basados en simulaciones, el escenario eléctrico debe representarse mediante modelos que permitan la automatización computacional deseada; así, todos y cada uno de los elementos constitutivos del sistema eléctrico objeto de estudio se han modelado según requieren:

- Los modelos unitarios (Anexo I, “Teoría”, 1.2);
- La representación matricial (Anexo I, “Teoría”, 8);
- El flujo de cargas (Anexo I, “Teoría”, 9);
- Las componentes simétricas (Anexo I, “Teoría”, 7);
- Los cálculos de cortocircuitos (Anexo I, “Teoría”, 10).

3.1 Criterios de clasificación

Con objeto de identificar debidamente el equipamiento eléctrico asociado al escenario, se han utilizado los criterios descritos a continuación. Se sugiere observar en Anexo 4, “Esquemas”, la aplicación de dichos criterios.

Para identificación de instalaciones y elementos integrantes del sistema eléctrico objeto de análisis, se ha utilizado la división comarcal de Catalunya, con acronimia mostrada en Tabla 3.1:

COMARCA	Acrónimo	COMARCA	Acrónimo
Alt Camp	ACAMP	Montsià	MONT
Alt Empordà	AEMP	Noguera	NOGUE
Anoia	ANOIA	Osona	OSON
Alt Penedès	APEN	Pla de l'Estany	PESTAN
Alta Ribagorça	ARIBA	Pallars Jussà	PJUSSÀ
Alt Urgell	AURG	Priorat	PRIO
Bages	BAGES	Pallars Sobirà	PSOBIR
Baix Camp	BCAMP	Pla d'Urgell	PURG
Barcelonès	BCN	Ribera d'Ebre	REBRE
Baix Ebre	BEBRE	Ripollès	RIPO
Baix Empordà	BEMP	Segarra	SEGAR
Bergadà	BERG	Segrià	SEGRIÀ
Baix Llobregat	BLLOB	Selva	SELVA
Baix Penedés	BPEN	Solsonès	SOLSO
Conca de Barberà	CBARB	Terra Alta	TALT
Cedanya	CERD	Tarragonès	TARRA
Garraf	GARRA	Urgell	URG
Garrigues	GARRI	Val d'Aran	VARAN
Garrotxa	GARRO	Vallès Occidental	VOCC
Gironès	GIRON	Vallès Oriental	VORI
Maresme	MARES		

Tabla 3.1 Acronimia utilizada para comarcas

3.1.1 Instalaciones

3.1.1.1 Denominación

El criterio de identificación requiere el formato:

COMARCA(n)[TI][A]b[N][MT]

donde:

- b: espacio en blanco;
- COMARCA: comarca de Catalunya (según acronimia Tabla 3.1) donde se sitúa la instalación. La abreviatura “FRANJA”, para instalaciones situadas en la Franja de Ponent (Aragón);
- (n): número de instalación, dentro de la comarca.

Los dos campos descritos son obligatorios y comunes en todas las instalaciones. Adicionalmente, la identificación puede presentar matices calificadores:

- [TI]: tipo de instalación. Valores posibles: “P”, “D”, “PD”, omisión; (P) centrales de producción, (D) subestaciones con distribución, (PD) instalaciones mixtas. En caso de omisión, se trata de subestaciones sin distribución alguna (puramente de interconexión AT);
- [A]: instalación conectada en antena (no malladas en sistema AT). Valores posibles: “A”, omisión;
- [N]: nudo. Para diferenciar embarrados AT de idéntica instalación y tensión. Valores posibles “X”, “Y”, omisión;
- [MT]: grupo de conexión en MT, (caso de coexistir ambos en la misma instalación) utilizados en transformadores AT/MT. Valores posibles: “E” (estrella), “T” (triángulo), omisión.

Ejemplos

Instalaciones del Vallès Occidental:

- VOCC1D, VOCC2D, VOCC4D, VOCC5D, VOCC6D, VOCC8D, VOCC10D, VOCC13D, VOCC15D, VOCC16D: subestaciones con distribución.
- VOCC3D E, VOCC3D T: subestación con distribución donde coexisten transformaciones AT/MT con MT de transformación en estrella (E) y triángulo (T);
- VOCC7D XE, VOCC7D XT, VOCC7D YE, VOCC7D YT: subestación de distribución compuesta de dos embarrados con idéntica tensión AT (X e Y). En cada uno de ellos coexisten transformaciones AT/MT con MT de transformación en estrella (E) y triángulo (T);

- VOCC9D, VOCC9D X, VOCC9D Y: subestación de distribución compuesta de tres embarrados, dos de ellos (VOCC9D X, VOCC9D Y) con idéntica tensión AT;
- VOCC11DA, VOCC12DA: subestaciones de distribución conectadas en antena (A) a sistema AT;
- VOCC14D E, VOCC14D T: ídem VOCC3D E, VOCC3D T.

Instalaciones de la Val d'Aran:

- VARAN2P, VARAN3P, VARAN4P, VARAN5P, VARAN6P, VARAN7P, VARAN8P: centrales de producción;
- VARAN1PD: instalación mixta (producción y distribución).

Instalaciones sin distribución:

- BCN3 (en comarca del Barcelonès), BLLOB2 (en comarca del Baix Llobregat)

3.1.1.2 Niveles de tensión

Salvo contadas excepciones, todas las instalaciones tienen más de un nivel de tensión. Resulta práctico identificar, a nivel de esquemas, los niveles de tensión mediante un código de colores (Tabla 3.2).

Observación: en Anexo 4, “Esquemas”, el nivel de tensión MT se asocia exclusivamente a color negro para evitar confusiones con 400 kV. A lo largo de la presente memoria, se diferencian los niveles de tensión MT utilizados (25kV, 11 kV) con colores granate y negro, respectivamente.

400 kV
220 kV
132 kV
110 kV
66 kV
Generación / MT

Tabla 3.2 Código cromático vs. nivel de tensión

Ejemplo

Véase (fig. 3.1) instalación VOCC13D: 4 circuitos 400 kV, 8 circuitos 220 kV, 4 circuitos 66 kV, 2 autotransformadores 400/220 kV, 2 transformadores 220/66 kV, 1 transformador 220/MT. La carga MT queda simbolizada por triángulo redondeado conectado en MT transformador 220/MT.

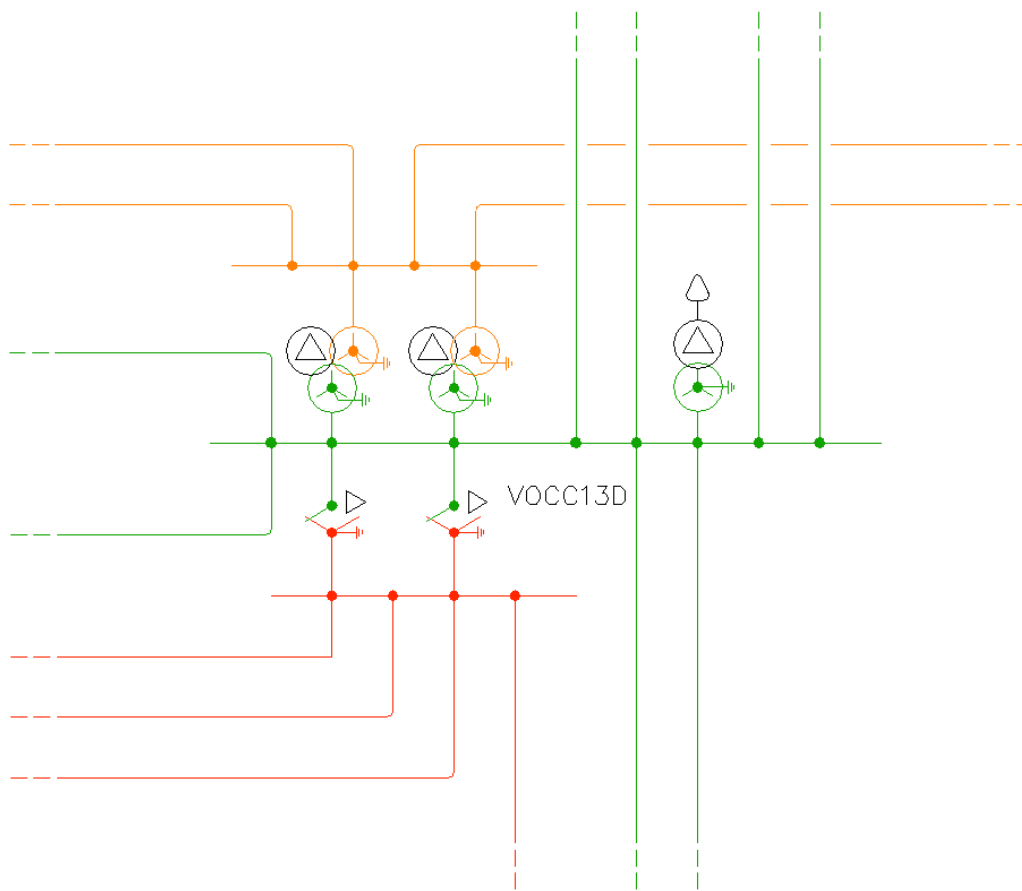


fig. 3.1 Instalación multitensión AT, situada en Vallès Occidental: 400, 220 y 66 kV.

3.1.2 Circuitos

Dada su naturaleza monotensión, y la existencia de:

- Instalaciones con diversos niveles de tensión;
- Interconexión, mediante circuitos, entre los diversos niveles de tensión de dichas instalaciones,

se utiliza el formato:

$$U\text{b}INSTALACIÓN_A\text{b}INSTALACIÓN_B\text{bn}$$

siendo:

- U: nivel de tensión, en kV;
- b: espacio en blanco;
- INSTALACIÓN_A: instalación de extremo "A", identificada según (3.1.1.1);
- INSTALACIÓN_B: instalación de extremo "B", identificada según (3.1.1.1);

- n: número de circuito.

Observación nº 1: en los circuitos de interconexión, la denominación del extremo correspondiente a la instalación externa se realiza mediante la simbología:

$$\text{TIPO_IC(U)bmbn}$$

siendo:

- TIPO_IC: tipo de interconexión. ICC: continental, ICP: peninsular;
- b: espacio en blanco;
- (U): nivel de tensión del circuito, en kV ;
- m: número asociado a la instalación de interconexión;
- n: número asociado al circuito de interconexión.

Observación nº 2: en los circuitos conectados en algún extremo, no a una instalación sino a una unión en “T” (nudo eléctrico de unión física de más de dos circuitos), la denominación del extremo correspondiente a la “T” se realiza mediante la simbología:

$$\text{(T)COMARCA(n)}$$

siendo:

- (T): prefijo indicativo de “T”;
- COMARCA: según acronimia Tabla 3.1;
- (n): número de “T” ubicada en dicha comarca.

Ejemplos

- 400 BAGES1D PJUSSÀ6P 1: circuito que conecta, en 400 kV, las instalaciones BAGES1D y PJUSSÀ6P;
- 400 REBRE1PD VOCC15D 1, 400 REBRE1PD VOCC15D 2: circuitos que conectan, en 400 kV, las instalaciones REBRE1PD y VOCC15D;
- 400 REBRE1PD ICP400 1 , 400 REBRE1PD ICP400 1 2: circuitos que conectan, en 400 kV, la instalación REBRE1PD con la instalación de interconexión peninsular nº 1 de 400 kV;
- 400 FRANJA3P ICP400 1 1: circuito que conecta, en 400 kV, la instalación FRANJA3P con la instalación de interconexión peninsular del ejemplo anterior;
- 110 PJUSSÀ5P TNOGUE3 1: circuito que conecta, en 110 kV, la instalación PJUSSÀ5P con la “T” nº 3 situada en comarca de la Noguera.

3.2 Características principales

Se detallarán a continuación los “grandes números” del escenario y las referencias pertinentes y modelos utilizados, correspondiente a Catalunya y parte de la Franja de Ponent (Aragón).

3.2.1 Potencias: producción, interconexión y demanda

Véase Tabla 3.3. Los signos (+), (-) indican sentido: entrante, saliente respecto Catalunya.

PRODUCCIÓN RÉGIMEN ORDINARIO (PRO); P (MW), Q (MVAR)								
TIPO	HIDRÁULICA		TÉRMICA		NUCLEAR		SUBTOTALES	
RED	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
400 kV	0	0	0	0	3150	473,9	3150	473,9
220 kV	181	-9,2	-13,4	33,6	0	0	167,6	24,4
132 kV	40,4	12,8	0	0	0	0	40,4	12,8
110 kV	264,2	59,2	0	0	0	0	264,2	59,2
SUBTOTALES	485,6	62,8	-13,4	33,6	3150	473,9	P _{PRO}	Q _{PRO}
TOTAL PRO							3622,2	570,3
PRODUCCIÓN RÉGIMEN ESPECIAL (PRE); P (MW), Q (MVAR)								
RED AT							P	Q
220 kV							138,8	5,3
110 kV							34,3	2,6
MT							782,2	57,3
TOTAL PRE							955,3	65,2
TOTAL PRODUCCIÓN (PRO + PRE); P (MW), Q (MVAR)							P _T	Q _T
							4577,5	635,5
INTERCONEXIONES								
CONTINENTAL, 400 kV							614	3
PENINSULARES, 400 kV							665	151
PENINSULARES, 220 kV							435	78
PENINSULARES, 110 kV							43	-9
PENINSULARES, 66 kV							4	-4
TOTAL INTERCONEXIONES; P (MW), Q (MVAR)							P _I	Q _I
							1761	219
DEMANDA; P (MW), Q (MVAR)							P _D	Q _D
							6109	1459

Tabla 3.3 Potencias de producción, interconexión y demanda en escenario

De 10517 MW de generación instalada en Catalunya, el escenario utiliza el 43,5%. La generación diaria peninsular se decide a nivel estatal [I]; [II], en virtud de hidraulicidad, régimen de vientos, coste de kWh ofertado por productoras, disponibilidad de plantas, interconexiones, cobertura de la demanda, etc. En fig. 3.2 gráfico intuitivo con saldo geográfico de potencias.

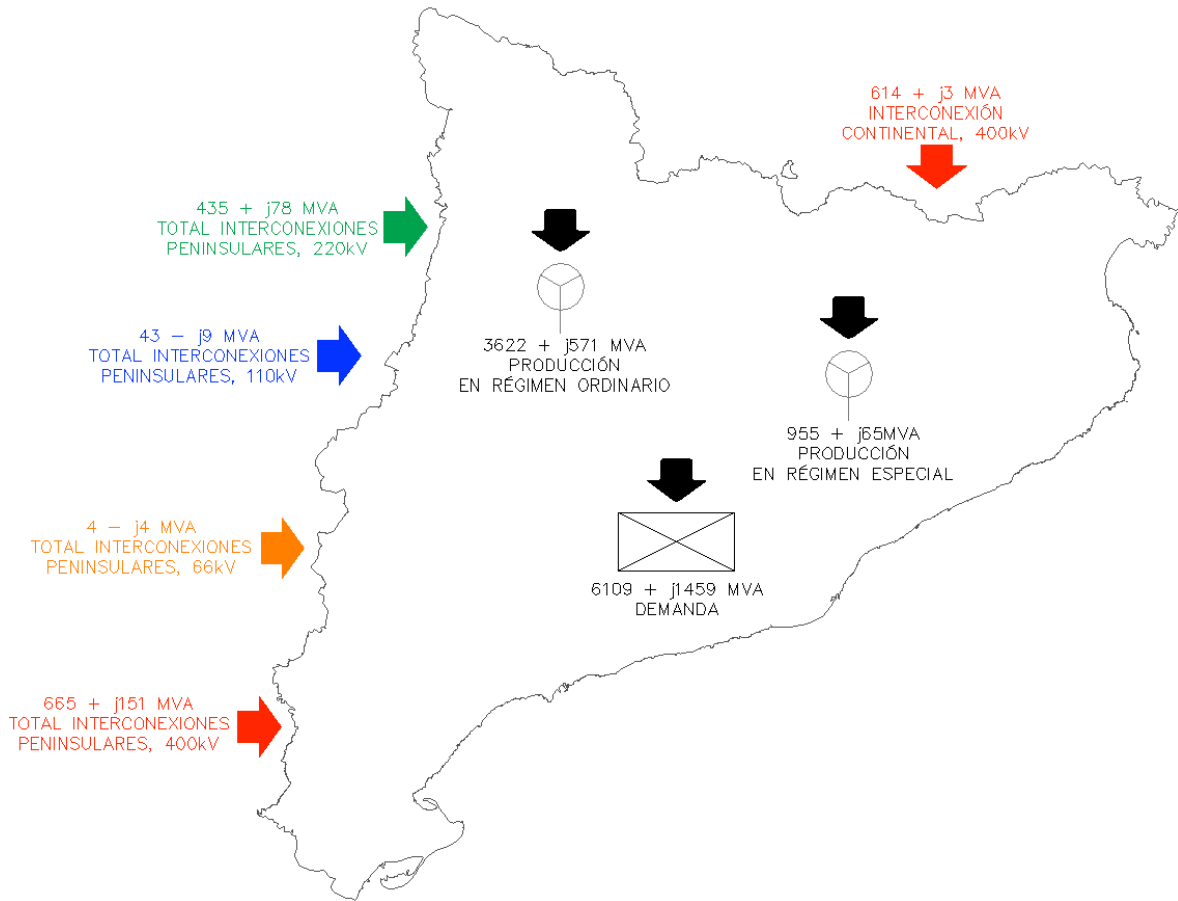


fig. 3.2 Esquema gráfico intuitivo del escenario: potencias.

3.2.2 Circuitos AT

Véase Tabla 3.4: circuitos AT vs. U_{nom} y potencia transitada por los mismos.

	Circuitos AT vs. U_{nom}				
	400 kV	220 kV	132 kV	110 kV	66 kV
nº circuitos	24	87	31	186	19
Potencia transitada (MVA)	6981	7487	645	5170	204

Tabla 3.4 Circuitos y potencia en tránsito

En Anexo 4 “Esquemas”, trazado de los mismos. En Anexo I, “Teoría”, 2.5 y 7.4.1, modelos equivalentes, en magnitudes unitarias, representados en escenario.

3.2.3 Transformadores AT₁/AT₂

Véase (Tabla 3.5) la potencia transformada vs. unidades y tensiones interconectadas.

	Tensiones interconectadas, kV						
	400/220	400/110	220/132	220/110	220/66	132/110	132/66
Unidades	13	6	10	28	9	1	2
Transformación (MVA)	3497	1014	427	1779	244	26	11

Tabla 3.5 Transformadores AT₁/AT₂ y potencia transformada

En Anexo 4, “Esquemas”, ubicación de los mismos. En instalaciones donde hay más de una transformación en paralelo de idénticas tensiones, por motivos de espacio, se utiliza un único símbolo. En Anexo I, “Teoría”, 3.7.7.1; 3.8.1; 7.4; 3.7.7.2 y 3.8.2, modelos, en magnitudes unitarias, representados en escenario.

3.2.4 Generadores

En el escenario objeto de estudio contempla un total de **68** tándem **generador – transformador elevador de generación**. Todos estos últimos, con neutro AT rígidamente conectado a tierra. Los modelos equivalentes en magnitudes unitarias representados en escenario comprenden el tándem completo, incluyendo el régimen subtransitorio Véase Anexo I, “Teoría”, 6.1; 7.4; 6.2; 6.3.

Las conexiones típicas de los generadores con redes AT (véase fig. 2.8) lo sitúan fuera de la red mallada; en efecto, al igual que las cargas, constituyen extremos de la misma.

Observación: No todos los generadores conectados a dichos transformadores se encuentran en régimen de producción durante el escenario. Con todo, la conexión de los mismos a redes AT como transformadores asociados a la generación disponible en reserva exige su modelado.

3.2.5 Transformadores AT/MT; AT/MT₁/MT₂

Al igual que los transformadores elevadores de generación, se sitúan fuera de la red mallada (véase fig.2.12), por unir ésta con sistemas radiales MT. Conviene realizar ciertas simplificaciones, sobre los modelos equivalentes en magnitudes unitarias, antes de incorporarlos en escenario.

Tales particularidades, por exceder con creces descripción del escenario, se detallan en (4.1).

3.2.6 Cargas

Se totalizan en los tándem de transformación AT/MT, AT/MT₁/MT₂, puesto que, incluso en las instalaciones de clientes industriales conectadas en AT (2.1.1) existe transformación, si bien ésta es propiedad del cliente. En cualquier caso, cabe detallar ciertos aspectos representativos de la carga asociada al escenario.

3.2.6.1 Consumo vs. red AT

Véase fig. 3.3:

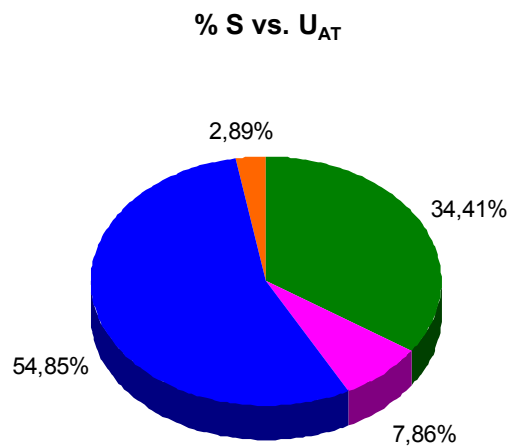


fig. 3.3 Porcentajes de potencia aparente (S) consumida en MT, escenario utilizado, vs. tensión en barras AT instalación alimentadora.

Las instalaciones 110 kV alimentan más del 50% de la carga total. Ello se debe a su antigüedad (fueron pioneras en el sistema catalán) y la cantidad de nudos (Tabla 3.6).

U _{AT} , kV	% respecto a total nudos alimentadores
220	21,6
132	8,4
110	65,8
66	4,2

Tabla 3.6 Porcentaje nudos AT, diferenciados por U_{AT}, con alimentación a cargas MT. El 21,6% de los nudos alimentadores a cargas presenta U_{AT} = 220 kV; el 8,4%, U_{AT} = 132 kV; el 65,8%, U_{AT} = 110 kV; el 4,2%, U_{AT} = 66 kV.

Nótese, asimismo, la eficiencia promedio comparada vs. nivel de tensión nudo AT; tomando como referencia nudos AT 220 kV, se obtiene fig. 3.4: relación entre carga MT alimentada y cantidad de nudos AT, vs. tensión nudo AT.

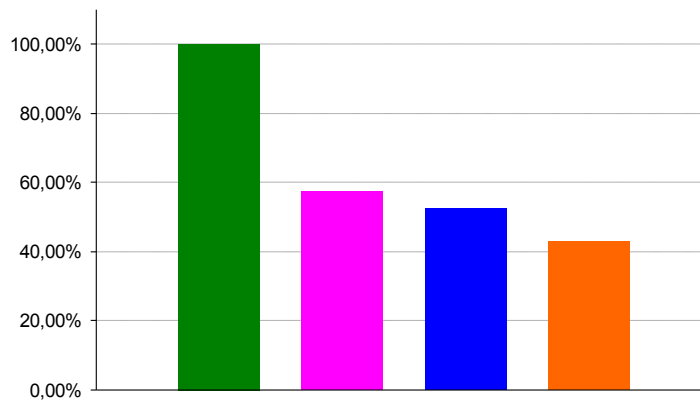


fig. 3.4 Eficiencia promedio comparada vs. nivel AT nudo: cociente carga MT alimentada / cantidad de nudos. Normalizada respecto a red 220 kV

De hecho, el crecimiento actual en instalaciones para satisfacer demanda se dirige, principalmente, a SSEE 220 kV / MT.

3.2.6.2 Comarcas y cargas significativas

Las comparativa del porcentaje respecto a total suministrado desde red AT vs. comarca de asentamiento nudos aparece en fig. 3.5, fig. 3.6, fig. 3.7 y fig. 3.8. Acronimia según Tabla 3.1.

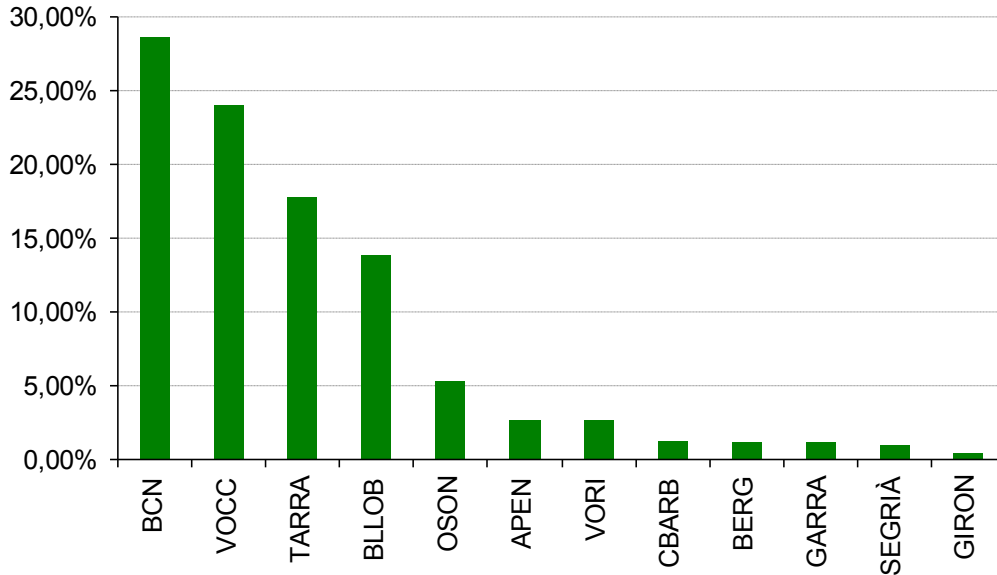


fig. 3.5 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 220 kV, vs. comarca asentamiento nudos

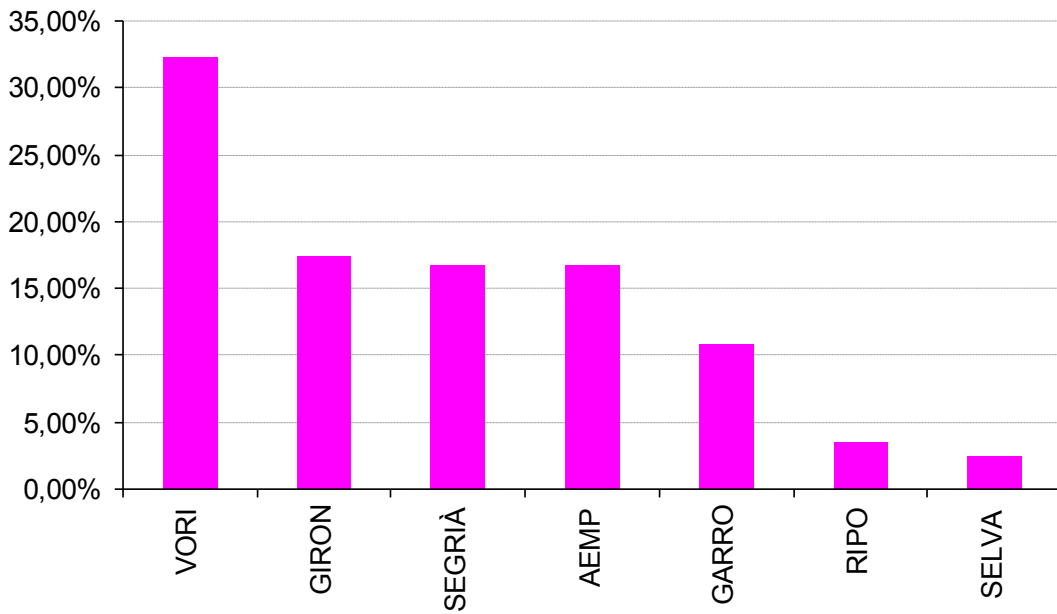


fig. 3.6 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 132 kV, vs. comarca asentamiento nudos

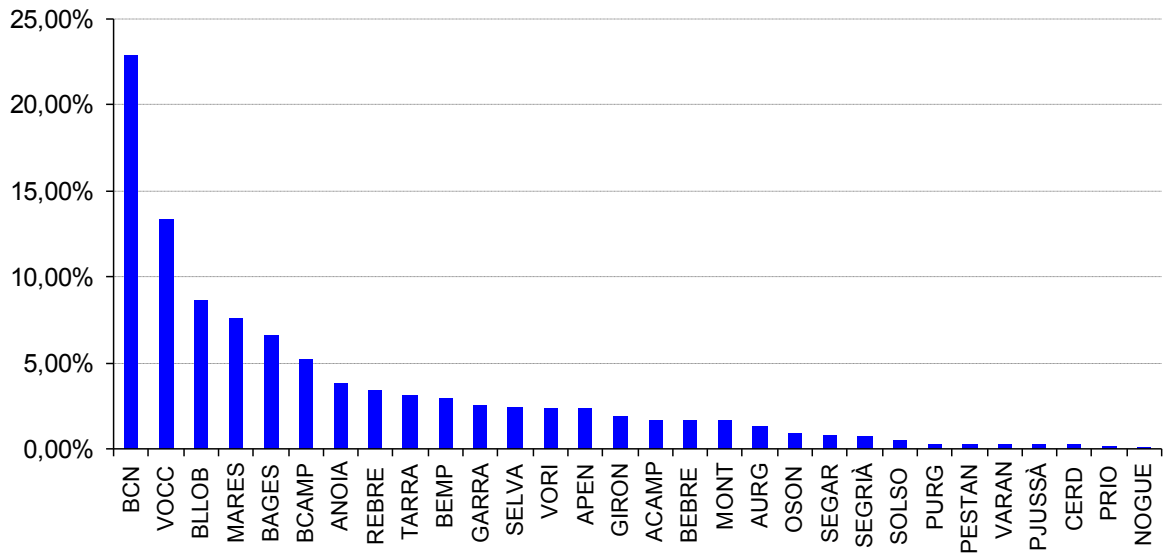


fig. 3.7 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 110 kV, vs. comarca asentamiento nudos

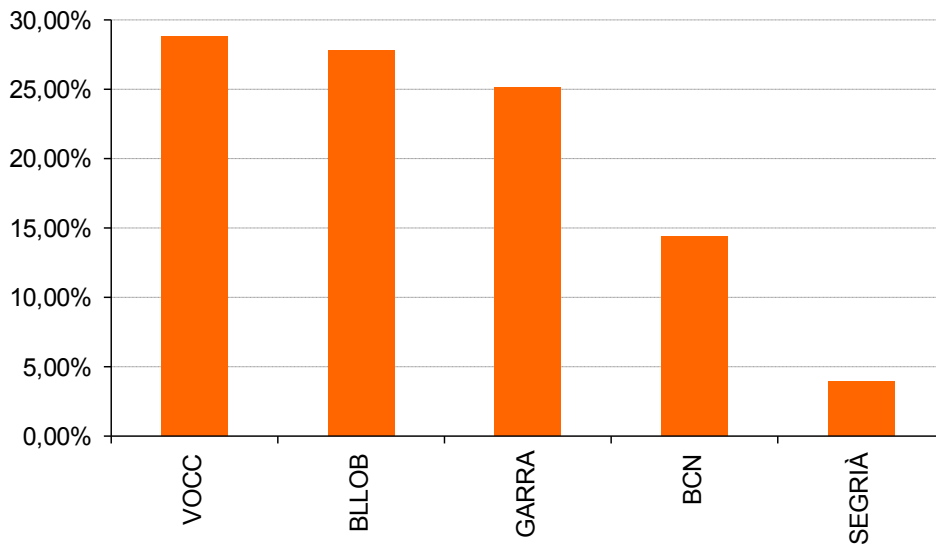


fig. 3.8 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 66 kV, vs. comarca asentamiento nudos

Como imagen conjunta, véanse fig. 3.9 y fig. 3.10, donde aparece el porcentaje de carga suministrada desde todos los niveles AT (220 kV, 132 kV, 110 kV y 66 kV) a sistema MT vs. comarca asentamiento nudos. El 58,6% se concentra entre el Barcelonès y comarcas limítrofes: Baix Llobregat, Maresme, Vallès Oriental y Vallès Occidental.

Observación 1: el cinturón metropolitano de Barcelona no comprende el 100% de las comarcas limítrofes. Ello explica la diferencia entre fig. 3.9 y fig. 2.18.

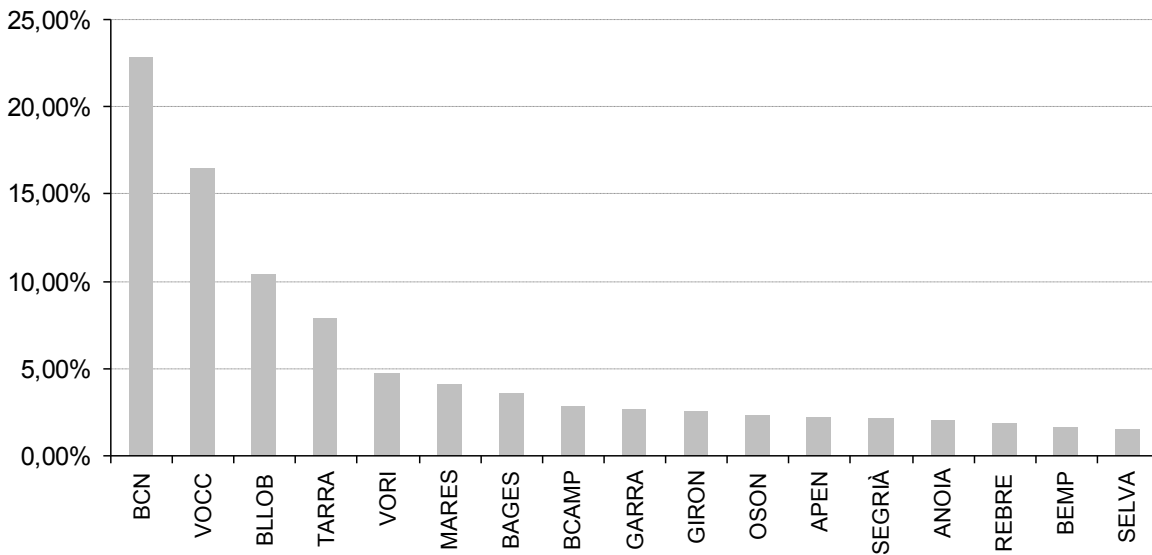


fig. 3.9 Porcentaje de carga, suministrada desde todo el sistema AT hacia sistema MT, vs. comarca asentamiento nudos (1)

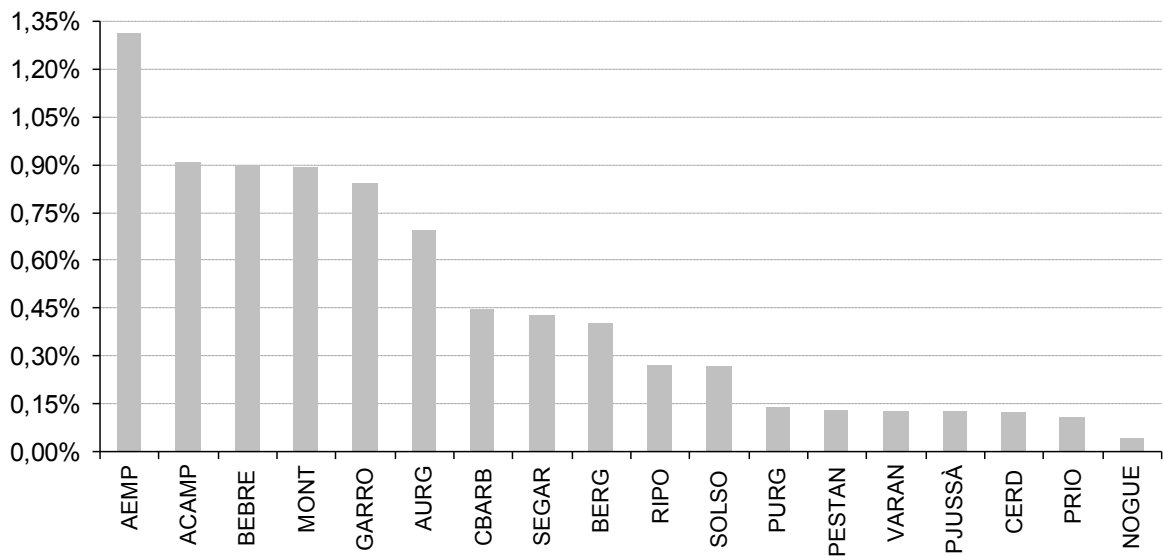


fig. 3.10 Porcentaje de carga, suministrada desde todo el sistema AT hacia sistema MT, vs. comarca asentamiento nudos (2)

Observación 2: el asentamiento de un nudo en una comarca concreta no significa que la carga suministrada por éste se consuma, al 100%, en dicha comarca. No obstante, la suma de la potencia suministrada por todos los nudos asentados en una comarca resulta ampliamente significativa respecto a la potencia consumida en ésta.

3.2.7 Elementos compensadores de potencia reactiva

Véase Tabla 3.7, donde se detallan las unidades de compensación conectadas en escenario, su nivel de tensión, así como los parciales y el total en potencia reactiva compensada.

<i>U, kV</i>	<i>unidades</i>	<i>tipo</i>	<i>Parcial, MVAR</i>
110	5	BBCCEE	168
25	40	BBCCEE	329,7
11	9	BBCCEE	54
TOTAL, MVAR			551,7

Tabla 3.7 Unidades y potencia reactiva, en MVAR, compensada en escenario

Obsérvese que la gran mayoría (como resulta habitual) está conectada en MT, es decir, en máxima proximidad respecto a la carga, y en paralelo con ésta. Todos los elementos son baterías de condensadores estáticos (BBCCEE). Su topología (modelos equivalentes, magnitudes unitarias) se detalla en Anexo I, “Teoría”, 4.1; 4.1.1; 7.4.4.

3.3 Bibliografía y referencias

- I Real Decreto 2019/1997: *“Por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica”*. BOE nº 310, 27 de diciembre de 2007; p. 38047. Madrid, 26 de diciembre de 1997.
- II Real Decreto, 661/2007: *“Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”*. BOE nº 126, 26 de mayo, 2007; p. 22846. Madrid, 25 de mayo, 2007.

4 METODOLOGÍA OPERATIVA

Una vez definido el escenario, y determinados los modelos matemáticos equivalentes necesarios, se ha sintetizado el fichero de trabajo requerido por la aplicación computacional utilizada (Power System Simulator for Engineering, V. 26.2.1, de Power Technologies Inc.).

Dicha aplicación constituye un estándar de facto en el Sector Eléctrico; y, si bien para algunos colegas del *métier* resulta algo “espartana” por su interfase con el usuario, presenta una rapidez de cálculo extraordinaria e indiscutible.

Requiere, no obstante, un conocimiento electrotécnico previo, a asimilar y practicar para la elaboración de la presente Tesis:

- Potencia compleja;
- Unidades eléctricas trifásicas en valor unitario;
- Flujos de cargas;
- Componentes simétricas;
- Cuadripolos y dipolos equivalentes (secuencias 0, 1 y 2) en elementos del sistema;
- Interpretación de los transformadores en secuencia 0;
- Representación matricial del sistema eléctrico;
- Validación / valoración / interpretación de resultados.

Se ha recopilado por escrito (y al completo) dicho conocimiento en Anexo I, “Teoría”. Asimismo, constituyó la piedra angular para el “*Trabajo de Investigación Tutelada para la obtención del Diploma de Estudios Avanzados*” [I] del autor.

El “modus operandi” de la aplicación computacional para simular cortocircuitos se fundamenta, básicamente, en los principios clásicos expuestos a continuación:

- Matrices del sistema en admitancias (Anexo I, “Teoría”, 8.2; 8.2.1) para secuencias (0, 1 y 2);
- Tensión previa al cortocircuito, en el punto del cortocircuito: (Anexo I, “Teoría”, 10.1);
- Modelo Thévenin en cortocircuito (Anexo I, “Teoría”, 10.2);
- Magnitudes en cortocircuito (Anexo I, “Teoría”, 10.3);
- Magnitudes en sistema eléctrico provocadas por cortocircuito (descritas parcialmente en Anexo I, “Teoría”, 10.4, según necesidades Tesis).

Utilizando dichos principios, y sintetizando ficheros de usuario adecuados, el simulador obtiene tensiones unitarias de secuencia en nudos AT.

4.1 Tensiones compuestas en MT vs. tensiones de secuencia en AT

Las tensiones unitarias de secuencia en nudos AT no satisfacen el objetivo de la Tesis; en efecto: se persigue predecir la tensión, en todos y cada uno de los puntos cabecera de suministro MT, cuando acontece cualquier tipo de cortocircuito en cualquier red AT de Catalunya e interconexiones.

Las tensiones unitarias de secuencia, nudos AT, deben trasladarse a tensiones unitarias entre fases (compuestas), MT. Para ello, es preciso analizar el efecto de los transformadores AT/MT, AT/MT₁/MT₂ (fig. 4.1) y cargas (incluyendo BBCCEE) conectadas en MT.

Se describen a continuación dos alternativas; para la realización de la presente Tesis se ha optado por la segunda.

4.1.1 Alternativa 1: el modelado sistemático

Consiste en crear todos y cada uno de los puntos cabecera de suministro MT incluyendo el modelo unitario equivalente de todos y cada uno de los transformadores AT/MT, AT/MT₁/MT₂ (un total de 294) y cargas conectadas en MMTT de los mismos.

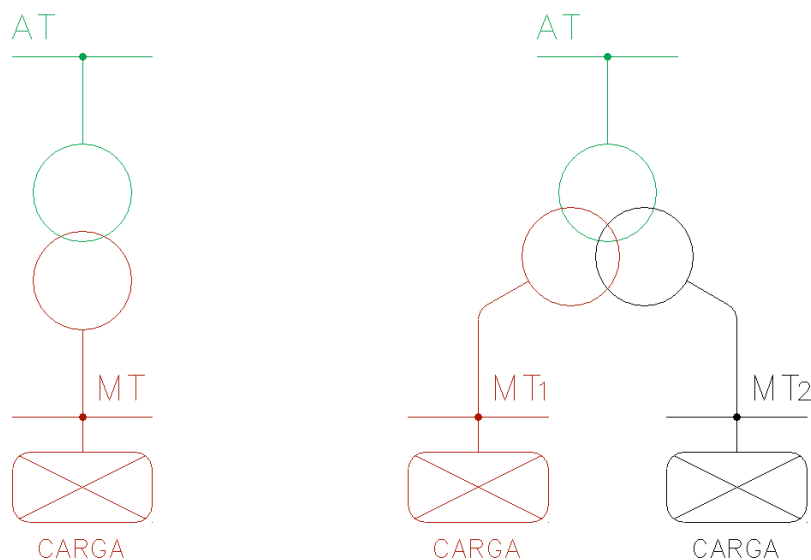


fig. 4.1 Transformador AT/MT, AT/MT₁/MT₂ y cargas

Los conjuntos:

- transformador AT/MT + carga;
- transformador AT/(MT₁ + carga MT₁)/(MT₂ + carga MT₂)

presentan los modelos equivalentes (Anexo I, “Teoría”, 3.7.7.1; 3.8.1; 4.1.1; 5.2; 7.4), en magnitudes unitarias, para secuencias directa e inversa, mostrados en (fig. 4.2), (fig. 4.3), (fig. 4.4), (fig. 4.5).

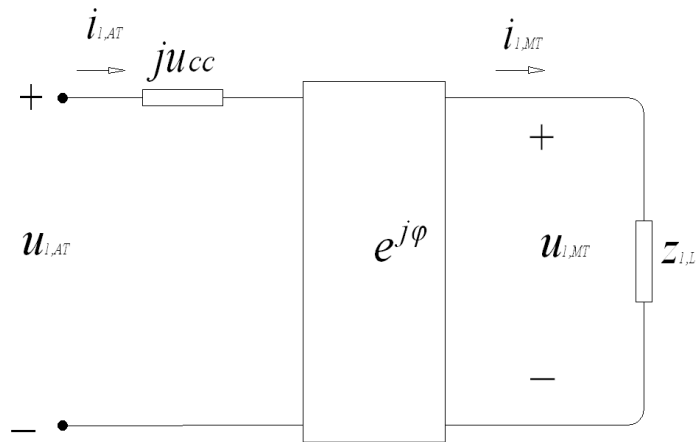


fig. 4.2 Modelo magnitudes unitarias secuencia (1) transformador AT/MT, carga en MT

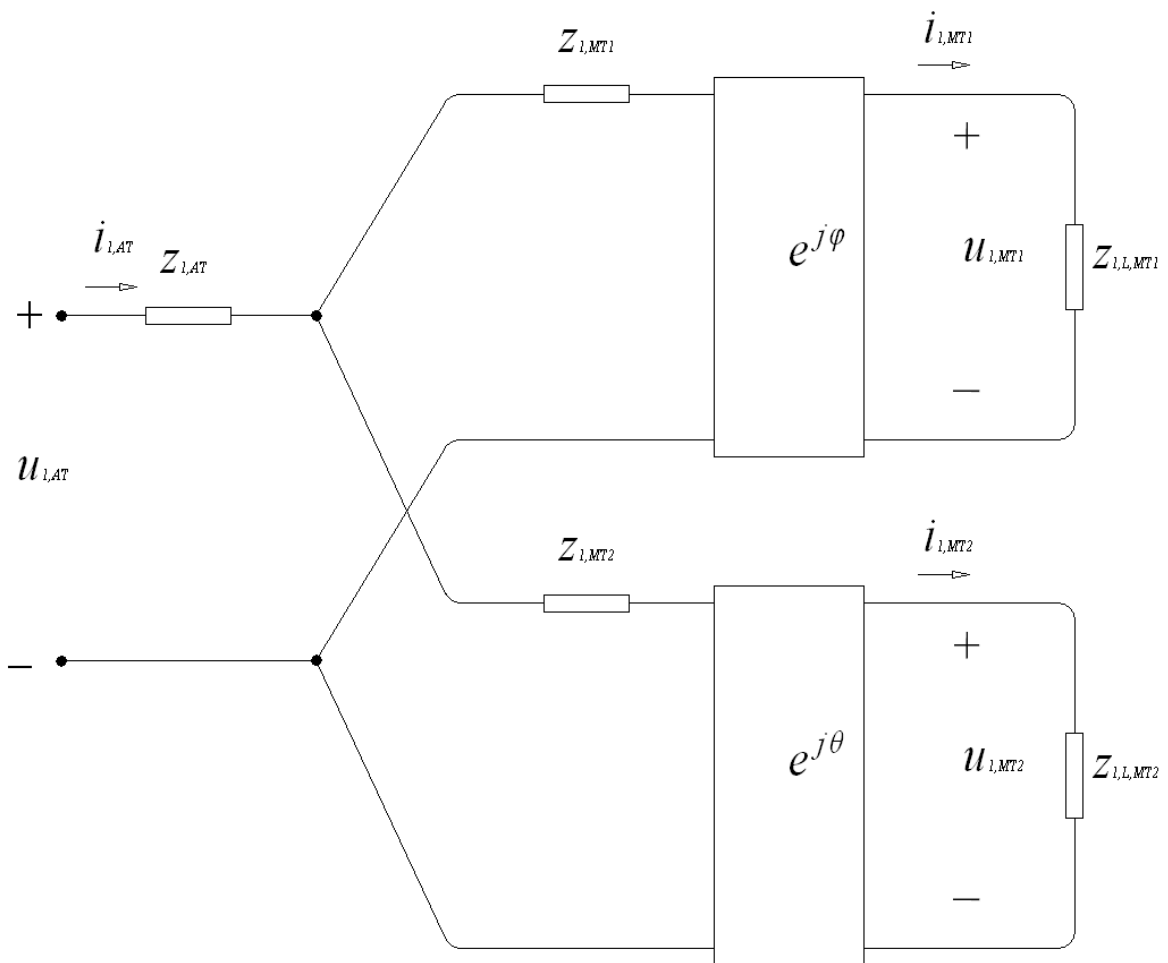


fig. 4.3 Modelo magnitudes unitarias secuencia (1) transformador AT/MT₁/MT₂; cargas en MMT

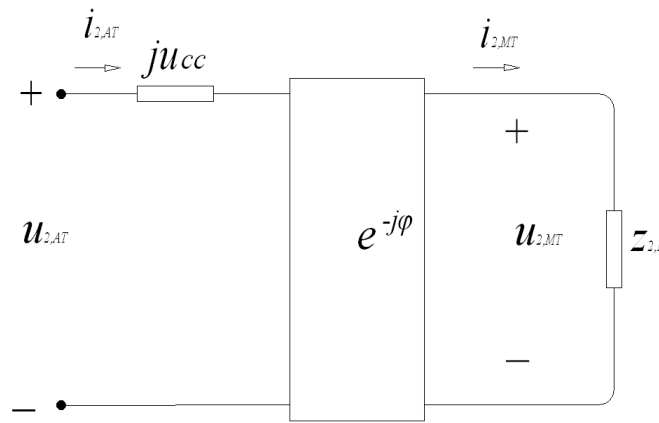


fig. 4.4 Modelo magnitudes unitarias secuencia (2) transformador AT/MT, carga en MT

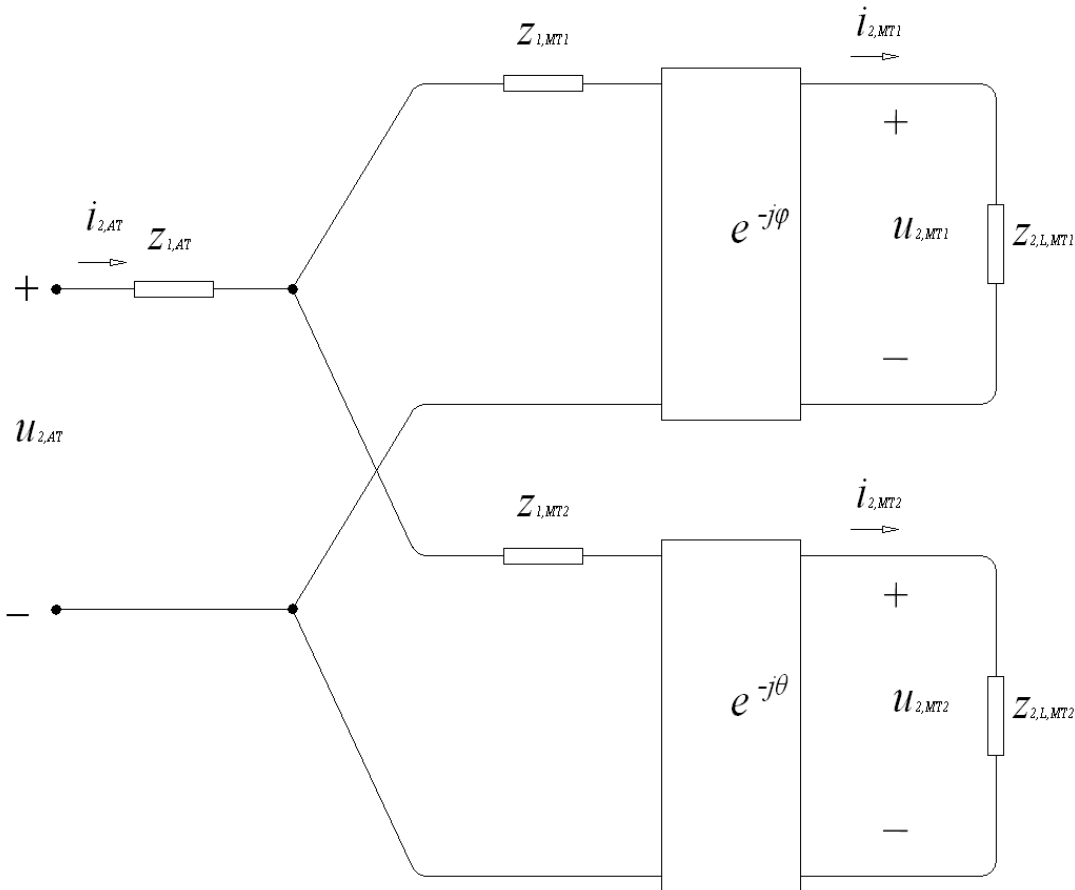


fig. 4.5 Modelo magnitudes unitarias secuencia (2) transformador AT/MT₁/MT₂, cargas en MMTT

La secuencia homopolar resulta más variopinta. Cada uno de los transformadores presentes en el escenario constituye un caso particular (Anexo I, “Teoría”, 3.7.7.2; 3.8.2) del estudio general. Agrupando según tipologías (fig.2.12), aparecen los modelos equivalentes, secuencia homopolar, magnitudes unitarias, detallados a continuación:

- **Transformadores 220/25 kV; 132/25 kV; 110/25 kV y 66/25 kV:** fig. 4.6 Conmutador (N_{AT}) en posición (1), neutro AT rígidamente conectado a tierra (Anexo I, “Teoría”, 3.7.7.2.1); posición (2), neutro AT aislado de tierra. Coeficiente (α) vs. núcleo. Banco transformadores monofásicos / núcleo 5 columnas, $\alpha = 1$; núcleo 3 columnas, $0,8 < \alpha < 1$.

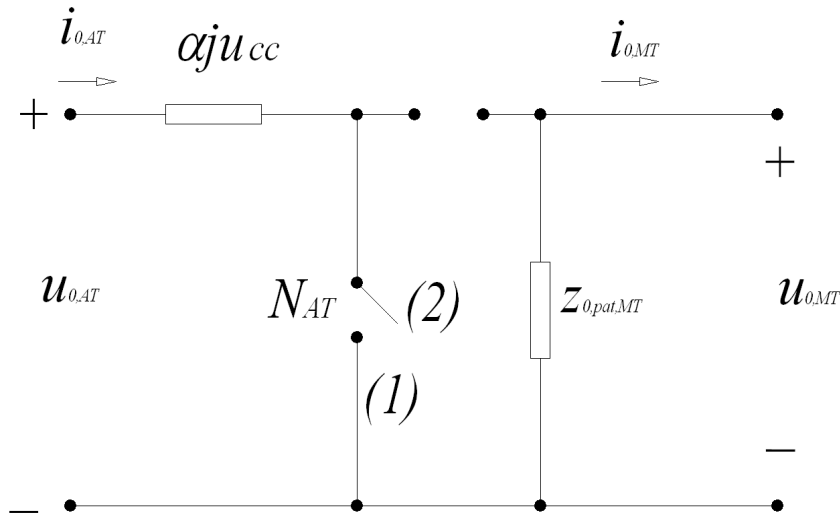


fig. 4.6 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT estrella AT (conexión rígida neutro AT opcional) / triángulo MT

- **Transformadores 110/11 kV:** fig. 4.7. Núcleo de tres columnas (garantizando circulación de intensidad homopolar en MT). Según (Anexo I, “Teoría”, 3.7.7.2.5), ($8 < \beta < 10$).

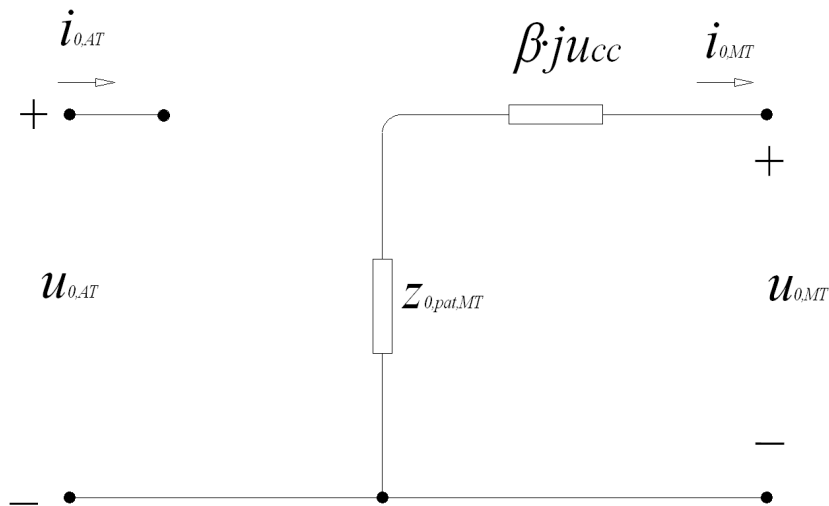


fig. 4.7 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / estrella MT

- **Transformadores 220/25/11 kV; 110/25/11 kV, neutro AT aislado de tierra:** fig. 4.8 y fig. 4.9, vs. tipos de núcleo (Anexo I, “Teoría” 3.8.2.6) En fig. 4.9, $8 < \beta < 10$, $0,8 < \alpha < 1$.

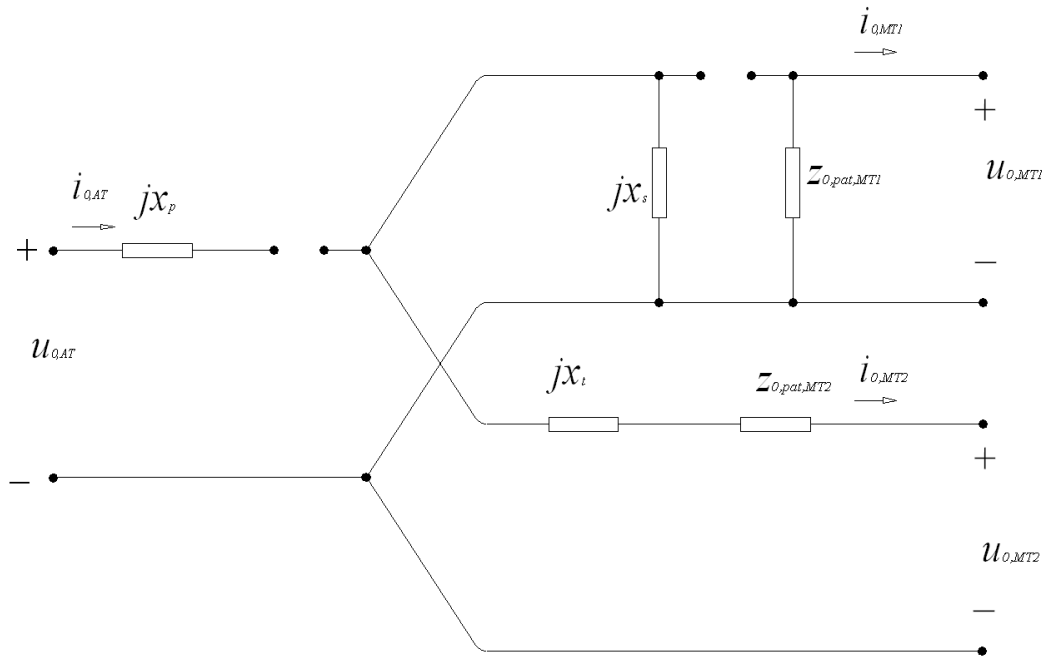


fig. 4.8 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT₁/MT₂, estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / triángulo MT₁ / estrella MT₂. Banco núcleos monofásicos / núcleo trifásico 5 columnas

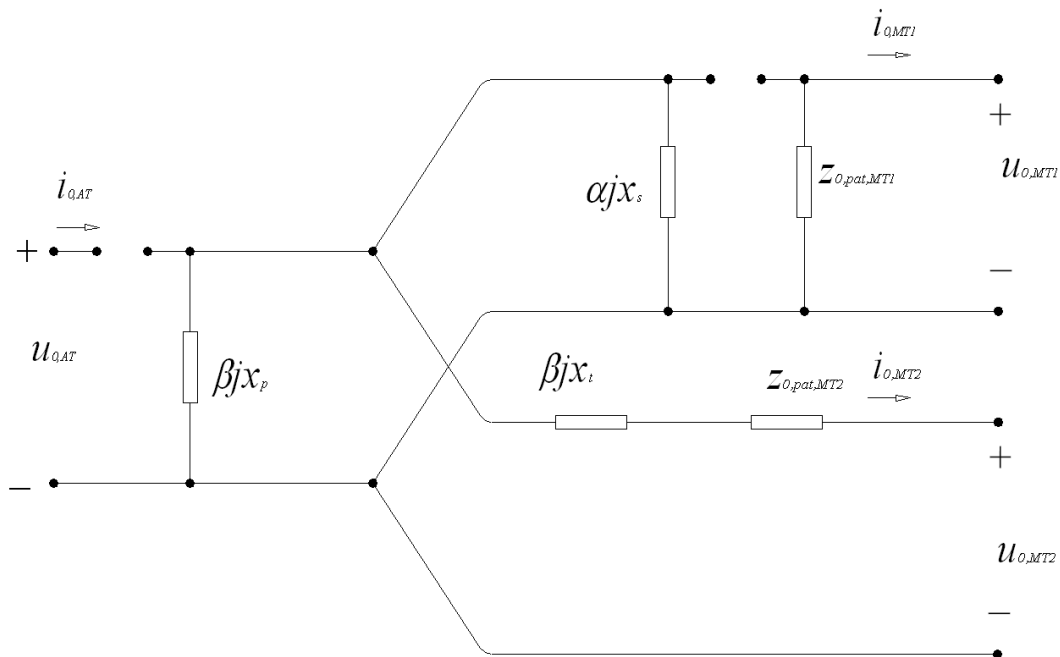


fig. 4.9 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT₁/MT₂, estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / triángulo MT₁ / estrella MT₂. Núcleo 3 columnas.

- **Transformadores 220/25/25:** fig. 4.10. Conmutador (N_{AT}) en posición (1), neutro AT rígidamente conectado a tierra; posición (2), neutro AT aislado de tierra. Coeficiente (α) según núcleo. Banco transformadores monofásicos / núcleo de 5 columnas, $\alpha = 1$; núcleo 3 columnas, $0,8 < \alpha < 1$.

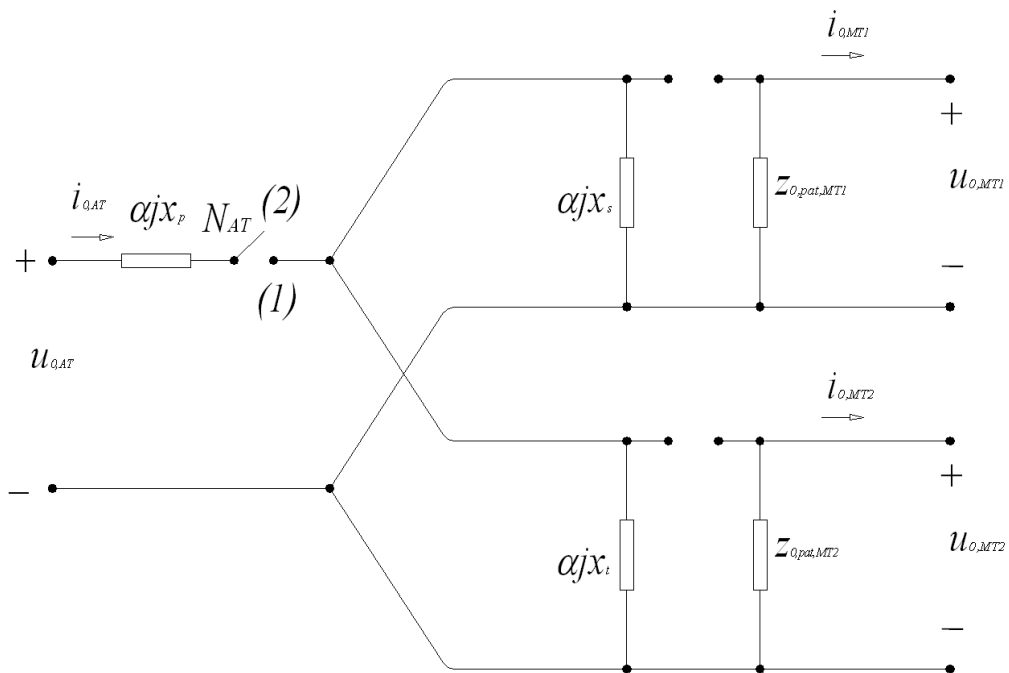


fig. 4.10 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT₁/MT₂ estrella AT (conexión rígida neutro AT opcional) / triángulo MT₁ / triángulo MT₂.

- **Transformadores 220/11/11:** fig. 4.11. Núcleo tres columnas (garantizando intensidad homopolar en MT). Según Anexo I, “Teoría”, 3.8.2; 3.8.2.2.2, $8 < \beta < 10$.

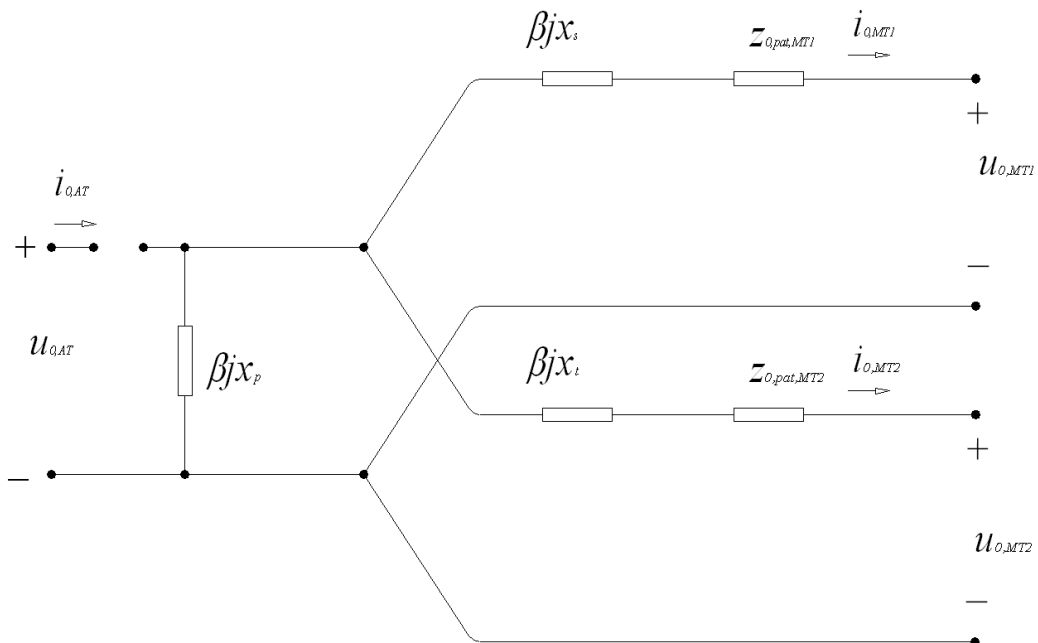


fig. 4.11 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT₁/MT₂, estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / estrella MT₁ / estrella MT₂. Núcleo 3 columnas

Corolario: el circuito equivalente en secuencia homopolar, desde el nudo AT, para cualquier transformador de los analizados *es una admitancia* (fig. 4.12):

- de valor nulo (neutro AT aislado de tierra);
- de valor acotado (neutro conectado rígidamente a tierra)

conforme Tabla 4.1.

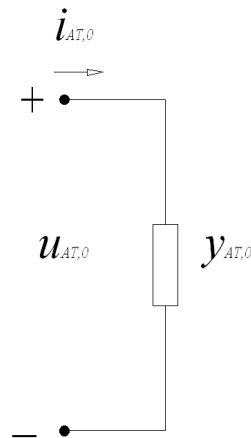


fig. 4.12 Circuito equivalente unitario secuencia (0), nudo AT, transformadores analizados

TRANSFORMADORES	$y_{AT,0}$
220/25 kV; 132/25 kV; 110/25 kV; 66/25 kV (neutro AT conectado a tierra)	$y_{AT,0} = -\frac{j}{\alpha j u_{cc}}$
220/25/25 (neutro AT conectado a tierra)	$y_{AT,0} = \frac{-j}{\alpha \left[x_p + \frac{x_s x_t}{(x_s + x_t)} \right]}$
Resto	$y_{AT,0} = 0$

Tabla 4.1 Admitancias AT secuencia (0) transformadores analizados

4.1.2 Alternativa 2: cálculos

Consiste en analizar los modos de afectación “tipo” en las tensiones compuestas unitarias MT de los transformadores, a partir de las tensiones unitarias de secuencia en AT y los modelos “tipo” analizados en (4.1.1).

4.1.2.1 Regulación de tensiones y conexión equivalente en barras AT

Obsérvese fig. 4.13: transformador AT/MT, carga MT, y transformador AT/MT en vacío, carga conectada en nudo AT. Ambas cargas son idénticas.

El símbolo (flecha) en devanado AT transformador representa el regulador de tensión [II]; un dispositivo que modifica (ligeramente) la relación global del transformador, respecto a su valor nominal, merced a la conmutación de tomas en carga. Es decir, opera sobre la expresión:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

incrementado o decrementando (N_1), asociando (N_1) con devanado AT. El objetivo es obtener una tensión MT estable, inmune a las variaciones de carga y/o tensión AT.

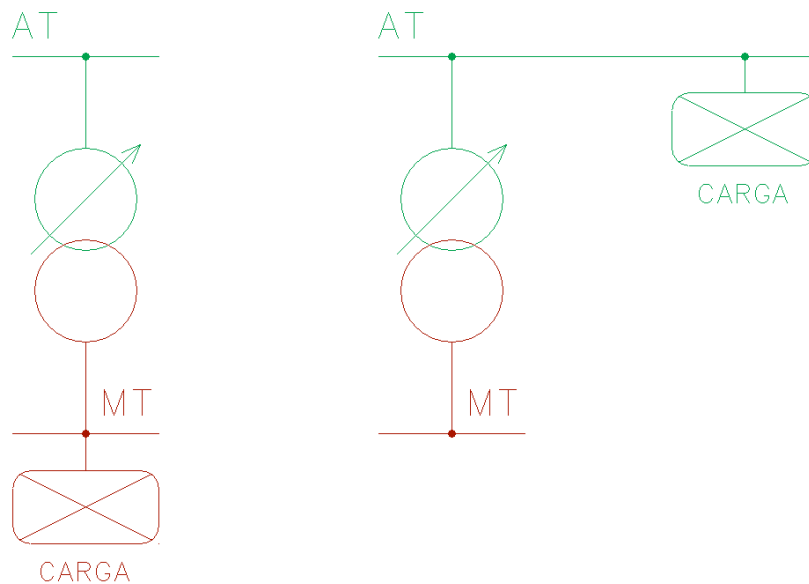


fig. 4.13 Carga de transformador AT/MT en MT (izquierda) y transformador AT/MT en vacío, carga conectada en AT (derecha)

En fig. 4.14, diagrama operativo: tensión MT captada mediante transductor (T) a valores secundarios (p.e., $\frac{110}{\sqrt{3}}$ Volt), obteniéndose la variable:

$$U_{MT,SEC,medida}$$

la cual se compara con la tensión de consigna o tensión deseada en MT (también en valores secundarios); parámetro de ajuste:

$$U_{MT,SEC,consigna}$$

El comparador (C) evalúa la diferencia:

$$e = k(U_{MT,SEC,medida} - U_{MT,SEC,consigna})$$

entregando señal de error (e) al actuador (A); éste último varía el número efectivo de espiras en devanado AT, tendiendo a minimizar (e). Así pues, asumiendo:

$$N_1 = N_{1,F} + N_{1,V}$$

siendo:

- N_1 total espiras devanado AT;
- $N_{1,F}$ espiras “fijas” devanado AT (sin tomas de regulación);
- $N_{1,V}$ espiras “variables” devanado AT (con tomas de regulación), tal que:

$$N_{1,V} \ll N_{1,F}$$

entonces:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{N_{1,F} + N_{1,V}}{N_2}, \text{ y } U_2 = U_1 \frac{N_2}{N_{1,F} + N_{1,V}}$$

obteniéndose así regulación de tensión mediante conmutación de tomas en carga.

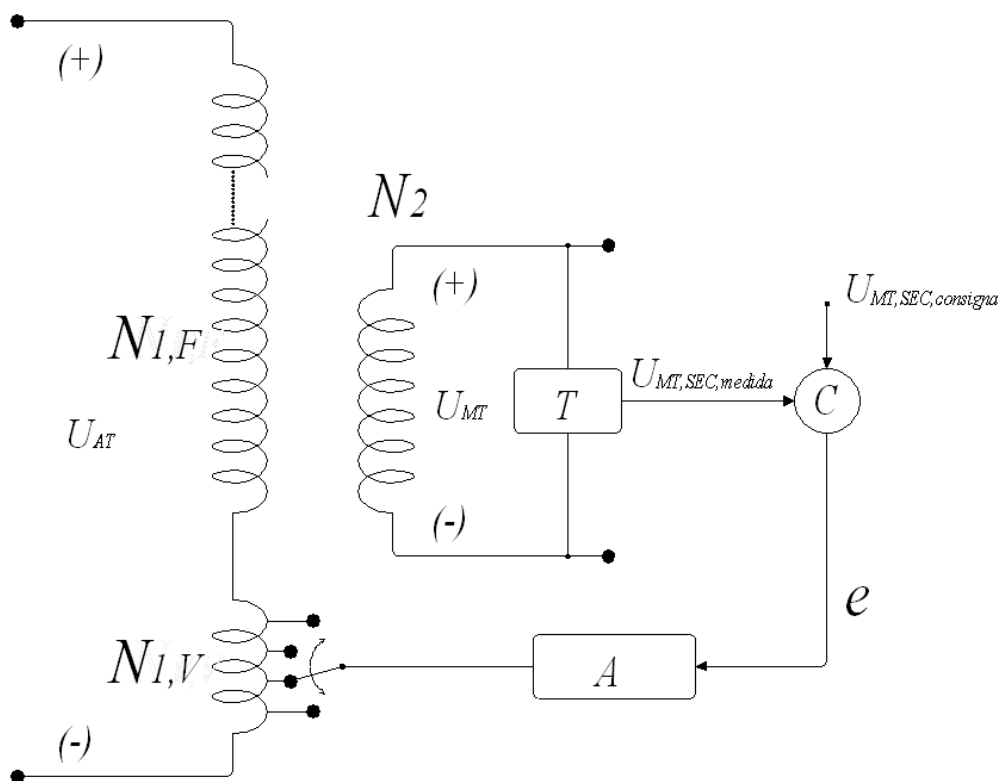


fig. 4.14 Regulador de tensión: diagrama operativo básico

Merced al regulador, la tensión MT puede considerarse estable, resultando equivalente el esquema fig. 4.13 (derecha) con esquema fig. 4.13 (izquierda).

La carga conectada en AT (idéntica a la conectada en MT transformador) se precisa para calcular flujo de cargas; precisamente éste proporciona la tensión unitaria en barras AT previa al cortocircuito.

Las cotas superiores e inferiores de tensión en nudos AT vs. tensión nominal, en redes AT objeto de estudio y obtenidas por flujo de cargas aparecen en Tabla 4.2.

U_{AT} , kV	Márgenes de tensión unitaria tras flujo de cargas
220	1,03 ÷ 1,09
132	0,98 ÷ 1,03
110	0,92 ÷ 1,03
66	1 ÷ 1,04

Tabla 4.2 Márgenes de tensión, nudos AT, en escenario objeto de estudio

4.1.2.2 Sistemática

Para determinar impacto en tensiones nudos MT ante cortocircuitos en redes AT, la alternativa planteada exige la metodología establecida a continuación.

Dado un sistema eléctrico, que contiene (m) nudos AT conectados, cada uno de ellos por separado, a (n_m) nudos MT mediante (p_m) transformadores AT/MT (ó AT/MT₁/MT₂), siendo:

$$n_m \leq p_m$$

- En todos y cada uno de los (m) nudos AT se traspasan las cargas de los (n_m) nudos MT correspondientes. Para el nudo AT i – ésimo:

$$S_{AT,i} = \sum_{j=1}^{n_m} S_{MT,j}$$

- Se determina el flujo de cargas, al objeto de obtener tensiones (en ausencia de defecto) para nudos AT de todo el sistema;
- En todos y cada uno de los (m) nudos MT se establece la relación unitaria, asociada al regulador de tensión, entre (u_{MT}) y (u_{AT}). Para el nudo MT j – ésimo asociado al nudo AT i – ésimo:

$$r_{j,i} = \frac{u_{MT,j}}{u_{AT,i}}$$

- En todos y cada uno de los (m) nudos AT se conectan las admitancias de secuencia (0) correspondientes a los (p_m) transformadores AT/MT (ó AT/MT₁/MT₂), según (Tabla 4.1). Para el nudo AT i –ésimo:

$$y_{0,AT,i} = \sum_{k=1}^{p_m} y_{AT,0,k}$$

- Mediante aplicación computacional, se simula el cortocircuito objeto de análisis: quedan determinados los vectores de tensión unitaria de secuencia en los nudos AT determinados. Para el nudo AT i –ésimo:

$$\{v_{0,i}, v_{1,i}, v_{2,i}\}$$

- Mediante cálculo, se obtienen tensiones simples y compuestas en todos y cada uno de los nudos MT objeto de estudio, aplicando el modelo de secuencia correspondiente al transformador que conecta nudo AT con nudo(s).

Ejemplo: Supóngase transformador modelado según (fig. 4.2) y (fig. 4.4). Dado que la secuencia (0) no se transmite de AT hacia MT en los transformadores contemplados en escenario, la expresión de las tensiones unitarias en MT vendrá dada por:

- Tensiones de secuencia:

$$v_{0,MT} = 0$$

$$v_{1,MT} = r \cdot v_{1,AT} e^{j\varphi}$$

$$v_{2,MT} = r \cdot v_{2,AT} e^{-j\varphi}$$

- Tensiones simples:

$$\begin{pmatrix} v_{A,MT} \\ v_{B,MT} \\ v_{C,MT} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & e^{-j\frac{2\pi}{3}} & e^{j\frac{2\pi}{3}} \\ 1 & e^{j\frac{2\pi}{3}} & e^{-j\frac{2\pi}{3}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_{0,MT} \\ v_{1,MT} \\ v_{2,MT} \end{pmatrix}$$

- Tensiones compuestas:

$$u_{AB,MT} = \frac{v_{A,MT} - v_{B,MT}}{\sqrt{3}}; u_{BC,MT} = \frac{v_{B,MT} - v_{C,MT}}{\sqrt{3}}; u_{CA,MT} = \frac{v_{C,MT} - v_{A,MT}}{\sqrt{3}}$$

Observación: para normalización a la unidad, se aplica factor $\frac{1}{\sqrt{3}}$.

- El cálculo de los huecos unitarios debe realizarse para las tres tensiones compuestas (AB); (BC); (CA). Por tanto:

- Tensión compuesta (AB):

$$h_{AB} = 1 - |u_{AB,MT}|$$

- Tensión compuesta (BC):

$$h_{BC} = 1 - |u_{BC,MT}|$$

- Tensión compuesta (CA):

$$h_{CA} = 1 - |u_{CA,MT}|$$

- Finalmente, se establecen la profundidad del hueco en 5 niveles y 4 grados; para cada tensión compuesta, donde $XY = AB \text{ ó } BC \text{ ó } CA$:

- Sin afectación¹ (N.A.):

$$h_{XY} \geq 0,8$$

- Grado 1 (G1):

$$0,8 > h_{XY} \geq 0,6$$

- Grado 2 (G2):

$$0,6 > h_{XY} \geq 0,4$$

- Grado 3 (G3):

$$0,4 > h_{XY} \geq 0,2$$

- Grado 4 (G4):

$$0,2 > h_{XY} \geq 0$$

Obviamente, la subtensión padecida puede ser monofásica, bifásica o trifásica, y no necesariamente homogénea: las dos (o tres) tensiones compuestas afectadas pueden presentar grados de afectación diferentes; máxime en cortocircuitos no trifásicos.

En efecto, un cortocircuito trifásico representa un caso particular (y extremo) de equilibrio para el sistema eléctrico: equivale a conectar, en el punto del cortocircuito, una carga

¹ Si bien la legislación española vigente establece “hueco” para valores inferiores a 0,9 p.u., la experiencia ha demostrado que las pérdidas significativas de carga tienen lugar por debajo de 0,8 p.u. Por ello se ha fijado, precisamente en 0,8 p.u. el umbral de afectación.

trifásica de impedancia nula (o admitancia infinita). La afectación en las tres fases del sistema puede vaticinarse idéntica.

Los cortocircuitos monofásicos y bifásicos no son equilibrados, y dan lugar a afectaciones (intensidades y tensiones de fase) no homogéneas en el sistema.

4.2 Definición espacio de ensayos

4.2.1 Redes y nudos MT subsidiarios

Un total de 347 circuitos y 171 nudos, desglosados según:

- **Red 400 kV**
 - Circuitos ensayados: 24;
 - Nudos MT subsidiarios: ninguno. No existen transformaciones 400/MT en sistema eléctrico de Catalunya y resultan rara excepción en otros sistemas eléctricos peninsulares y/o continentales.
- **Red 220 kV**
 - Circuitos ensayados: 87;
 - Nudos MT subsidiarios: 39
- **Red 132 kV**
 - Circuitos ensayados: 31;
 - Nudos MT subsidiarios: 14
- **Red 110 kV**
 - Circuitos ensayados: 186;
 - Nudos MT subsidiarios: 112
- **Red 66 kV**
 - Circuitos ensayados: 19;
 - Nudos MT subsidiarios: 6

4.2.2 Tipos de cortocircuito

Un total de 9 cortocircuitos francos (asumiendo nula la resistencia de defecto) por circuito ensayado:

- Tres cortocircuitos “1FG” (monofásicos a tierra), al 10%, 50% y 90% del trazado;

- Tres cortocircuitos “2FG” (bifásicos a tierra), al 10%, 50% y 90% del trazado;
- Tres cortocircuitos “3F” (trifásicos), al 10%, 50% y 90% del trazado.

4.2.3 Impactos tensiones compuestas MT

Para cada uno de los 9 cortocircuitos simulados sobre los 347 circuitos objeto de ensayo, se calculan, de forma segregada, las tensiones MT compuestas en cada uno de los 171 nudos MT.

Se obtienen 534.033 resultados (trifásicos), consecuencia de agrupar 1.602.099 resultados monofásicos asociados a tensiones compuestas MT.

4.3 Bibliografía y referencias

- I G. Nicolau: Diploma de estudios avanzados. Trabajo de Investigación Tutelada: “*Modelos matemáticos para evaluar perfil de tensiones en suministro eléctrico ante incidentes en red AT*”. Ingeniería i Arquitectura “La Salle”, Universitat Ramon Llull. Diciembre, 2003.
- II Enrique Ras Oliva: “*Transformadores de potencia, de medida y de protección*”. Capítulo IV, “*Regulación de tensiones*”, § IV – 4, “*Transformadores con tomas*”, pp. 153 – 162. Ed. Marcombo, Boixareu Editores. Barcelona, 1985.

5 CRITERIOS DE ORDENAMIENTO Y ANÁLISIS

En aras a alcanzar el objetivo expuesto en (1.3), se han realizado 3123 simulaciones (9 cortocircuitos por circuito AT, sobre 347 circuitos AT), obteniéndose 1.602.099 resultados.

El ordenamiento de los mismos exige criterios diversos, que se exponen a continuación.

5.1 Criterio causa – efecto, resultados totales

Para cada circuito vs. red AT (400, 220, 132, 110 y 66 kV), sometido individualmente a los 9 cortocircuitos establecidos, se obtienen las afectaciones (profundidad de hueco vs. tensión compuesta MT) en todos y cada uno de los 171 nudos MT.

Tal documentación constituye el Anexo II, “*Detallado causa – efecto*”, organizado según:

- Anexo 2 – 1, “Detallado causa – efecto 400 kV”;
- Anexo 2 – 2, “Detallado causa – efecto 220 kV”;
- Anexo 2 – 3, “Detallado causa – efecto 132 kV”;
- Anexo 2 – 4, “Detallado causa – efecto 110 kV”;
- Anexo 2 – 5, “Detallado causa – efecto 66 kV”.

En dicho anexo se detalla la organización documental para la interpretación de resultados.

5.2 Criterio causa - efecto, síntesis relevantes

Extractada de Anexo II; permite conclusiones generales y/o particulares.

5.2.1 Porcentajes de afectación globales

Definiendo como “afectación” el hecho que alguna tensión compuesta en sistema MT descienda por debajo de 0,8 p.u., surge fig. 5.1: diagrama porcentajes (promedio) de instalaciones afectadas, independientemente a red AT del que son subsidiarias, vs. red AT en cortocircuito y tipo de cortocircuito. Código cromático en Tabla 5.1. Las acronimias siguientes identifican tipo de cortocircuito: 1FG, monofásico a tierra; 2FG, bifásico a tierra; 3F: trifásico.

Red AT en cortocircuito				
400 kV	220 kV	132 kV	110 kV	66 kV

Tabla 5.1 Código cromático identificación red AT en cortocircuito

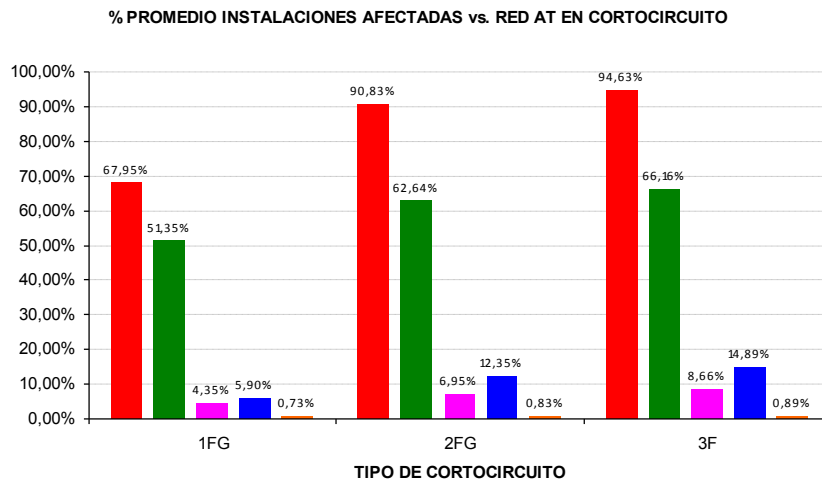


fig. 5.1 Diagrama general de afectación, vs. red AT en defecto y tipo de cortocircuito

5.2.1.1 Observaciones

- El cortocircuito trifásico presenta los mayores porcentajes de afectación, seguido del bifásico a tierra y del monofásico. Tal ordenamiento tiene lugar independientemente a red AT donde se produzca el cortocircuito.

En efecto:

- un cortocircuito trifásico franco implica un punto en sistema AT con las tres tensiones simples (y, por tanto, las compuestas) nulas;
 - un cortocircuito bifásico a tierra franco implica un punto en sistema AT con dos tensiones simples nulas;
 - finalmente, un cortocircuito monofásico franco implica un punto en sistema AT con una única tensión simple nula.
- Se diferencian dos grupos importantes de afectación vs. sistemas donde se produce el cortocircuito:
 - Red AT de transporte (400 y 220 kV);
 - Red AT de distribución mallada (132, 110 y 66 kV).

En efecto: la red de transporte (400 y 220 kV) presenta afectaciones entre relevantes y generalizadas:

- 67,95 ÷ 94,63%, según tipo cortocircuito, red 400 kV;
- 51,35 ÷ 66,16%, según tipo cortocircuito, red 220 kV

mientras que las redes 132, 110 y 66 kV (distribución mallada AT) presentan afectaciones entre poco significativas y muy moderadas: