

En el funcionamiento en carga, la primera relación aproximada (VHE) 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.e.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, puede considerarse válida a todos los efectos:

$$I_1 = I_0 + \frac{I_2}{m} \quad [8.44]$$

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, así como la ecuación anterior, definen el comportamiento eléctrico del transformador en carga.

#### 8.4 Circuito equivalente de un transformador

Para el cálculo de la mayor parte de las máquinas eléctricas, entre ellas el transformador, suele recurrirse a la sustitución de las mismas por su circuito equivalente, que incluso puede llegarse a simplificar. Este esquema, incorpora todos los fenómenos físicos que se producen en la máquina real, pero simplificando enormemente su cálculo. La ventaja de desarrollar circuitos equivalentes de las máquinas eléctricas permite aplicar todo el potencial de la teoría de circuitos para conocer con antelación la respuesta de una máquina en unas determinadas condiciones de funcionamiento, sin los cálculos extremadamente complejos que el estudio de la máquina real conllevaría. Pero para poder ser denominado un circuito equivalente de una máquina eléctrica como exacto, el circuito debe de representar a la máquina de forma exacta, ya que actualmente con la potencia de cálculo informática existente, si el circuito equivalente no representara perfectamente a la máquina eléctrica, estos circuitos carecerían de interés.

Las principales características que definen el circuito equivalente del transformador son:

- Las pérdidas en el cobre ( $I^2R$ ) son pérdidas por resistencia en las bobinas primaria y secundaria del transformador, éstas son proporcionales al cuadrado de la corriente en dichas bobinas.
- Las pérdidas por corrientes parásitas son pérdidas por resistencia en el núcleo del transformador, son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
- Las pérdidas por histéresis representan la energía necesaria para lograr la reorientación de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo.
- El flujo de dispersión corresponde al flujo que solamente pasa a través de una de las bobinas del transformador. Estos flujos producen una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria, que debe tenerse en cuenta.

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 implica la sustitución del transformador original por otro que dispone del mismo primario con  $N_1$  espiras y de un nuevo secundario con un número de espiras  $N'_2$  igual a  $N_1$ . Para que este nuevo transformador sea equivalente al original, deben conservarse las condiciones energéticas de la máquina, es decir, las potencias activa, reactiva y aparente 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 8.5, donde los valores de las tensiones y las corrientes se expresan en forma compleja.

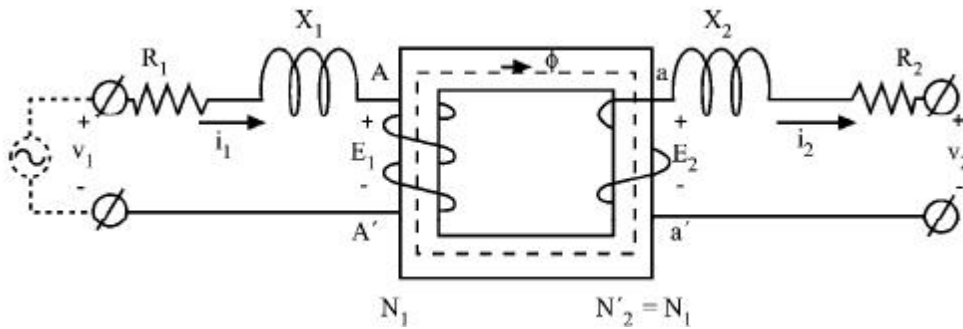


Fig. 8.5 Circuito equivalente inicial de un transformador real

De acuerdo con el principio de igualdad de potencias, tensiones, intensidades, pérdidas, etc, se obtienen las siguientes relaciones entre las magnitudes secundarias de los transformadores real y del equivalente.

#### 8.4.1 F.E.M.S. y tensiones

En el transformador real se cumple:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad [8.45]$$

Mientras que en el transformador equivalente al ser  $N'_2 = N'_1$ , se obtiene:

$$\frac{E_1}{E'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1 \otimes E'_2 = E_1 = mE_2 \quad [8.46]$$

Es decir, 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 forma se obtiene para la tensión  $V'_2$ :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad \frac{V_1}{V'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1 \otimes V'_2 = V_1 = mV_2 \quad [8.47]$$

#### 8.4.2 Intensidades

La potencia aparente deberá conservarse en el secundario, antes y después de realizarse la simplificación, por tanto:

$$S_2 = V_2 I_2 = V'_2 I'_2 \quad [8.48]$$

Recordando los resultados obtenidos para  $V_2$  y  $V'_2$ , tendremos:

$$I_2 = \frac{I'_2}{m} \quad [8.49]$$

Es decir, la corriente  $I'_2$  del nuevo secundario es  $m$  veces menor que la corriente  $I_2$  que existía en el transformador real.

### 8.4.3 Impedancias

Al igualar las potencias activas que se disipan en las resistencias antes y después de realizar la simplificación, se obtiene:

$$R_2 I_{22} = R'_2 I'_{22} \quad [8.50]$$

Y recordando la relación de transformación del secundario, tendremos:

$$R'_2 = m^2 R_2 \quad [8.51]$$

Por tanto, la resistencia  $R'_2$  del nuevo secundario es  $m^2$  veces la resistencia  $R_2$  que existía en el transformador real.

De la misma forma, planteándose la conservación de la potencia reactiva en las reactancias, resulta:

$$X_2 I_{22} = X'_2 I'_{22} \quad \text{por tanto:} \quad X'_2 = m^2 X_2 \quad [8.52]$$

Es decir, la reactancia  $X'_2$  del nuevo transformador 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  $Z_L \parallel 2$  de la figura 6.4, se reducirá al primario, siguiendo las relaciones de transformación dadas tanto la de las reactancias como la de las resistencias, por lo que se convertirá en una impedancia  $Z'_L$  de valor:

$$Z'_L = \frac{V'_2}{I'_2} = \frac{V_2 \cdot m}{\frac{I_2}{m}} = \frac{V_2}{I_2} m^2 = Z_L \cdot m^2 \quad [8.53]$$

Es decir, cualquier impedancia, resistencia o reactancia conectada al secundario del transformador puede sustituirse por su valor original multiplicado por la relación de transformación al cuadrado en el transformador equivalente.

Observando el circuito equivalente inicial obtenido en la figura 8.5, podemos 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  $N'_2 = N_1$ , reside en que se llega a una representación del transformador en la cual no existe la función transformación, o dicho en otros términos, se intenta sustituir el transformador real, cuyos devanados están acoplados magnéticamente, por un circuito cuyos elementos estén acoplados sólo eléctricamente. Si se observa el circuito de la figura 8.5, y se tiene en cuenta la igualdad vista  $E'_2 = E_1 = mE_2$ , 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 8.6. Por este único arrollamiento, circulará una corriente diferencia de:  $I_1 - I'_2$ , que teniendo presente las identidades  $I_1 = I_0 + I'_2$  (deducidas cuando se estudio el transformador ideal) y  $I_1 = I_0 + I_2/m$  (halladas en el estudio del transformador real), se observa que es igual a la corriente de vacío  $I_0$ . Ésta a su vez tiene dos componentes, una activa  $I_{Fe}$  y otra reactiva  $I_{\infty}$ ,

que 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 reactancia  $X_{\infty}$ , por la que se deriva la corriente de magnetización de la máquina. De acuerdo con estos razonamientos, el circuito de la figura 8.6, se transforma en el circuito de la figura 8.7, que representa el circuito equivalente exacto del transformador reducido al primario.

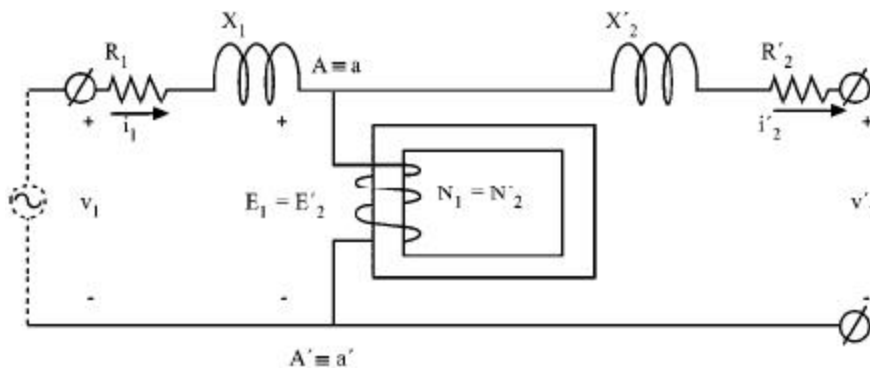


Fig. 8.6 Circuito con un único devanado (circuito secundario reducido al primario)

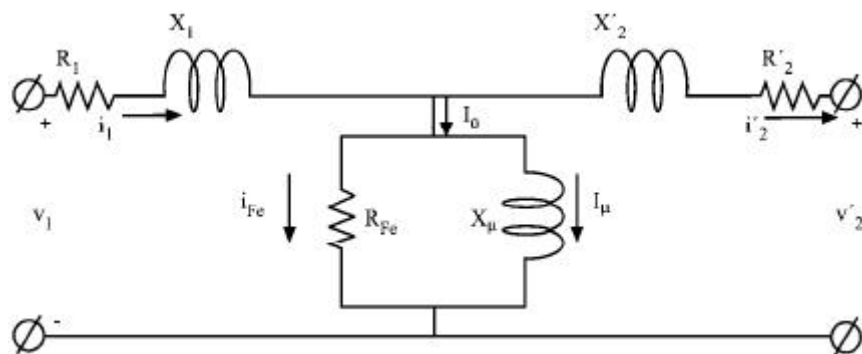


Fig. 8.7 Circuito equivalente exacto de un transformador real reducido al primario

En este texto se utilizará el tipo de circuito mostrado en la figura 8.7, aunque pueden utilizarse otros circuitos equivalentes. Este circuito responde perfectamente 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  $I_2$ , suele trabajarse 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 del transformador, resultando el esquema de la figura 8.8.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), ya que si denominamos:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 : \text{Resistencia de cortocircuito} \quad [8.54]$$

$$X_{cc} = X_1 + X'_2 : \text{Reactancia de cortocircuito} \quad [8.55]$$

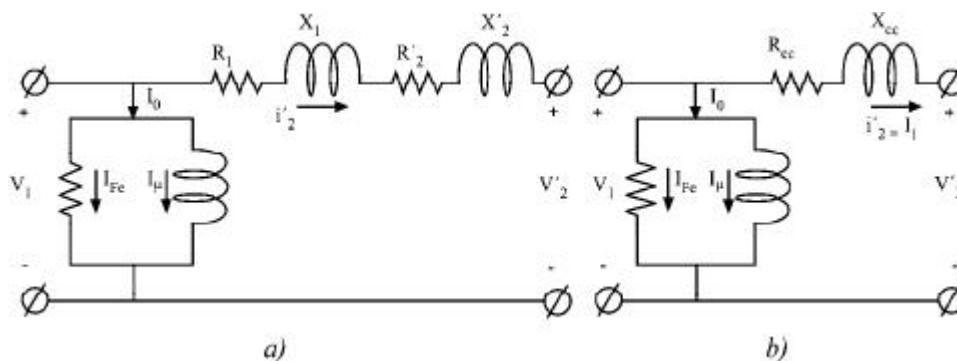


Fig. 8.8 Circuitos equivalentes aproximados de un transformador real

El circuito de la figura 8.8.a se convierte en el de la figura 8.8.b con sólo agrupar las reactancias y las resistencias, denominándose de cortocircuito. 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 determinar la caída de tensión del transformador, aún podemos simplificar más el circuito equivalente, ya que es posible prescindir de la rama paralelo sin afectar los resultados a la caída de tensión. De esta forma, 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 (formado solamente por una resistencia en serie  $R_{cc}$ ) es el que se utiliza cuando se realizan estudios de grandes redes en sistemas eléctricos de potencia: análisis de estabilidad, cortocircuitos, etc.

### 8.5 Ensayos del transformador. Ensayos de cortocircuito y de vacío

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, de grandes máquinas, por las siguientes razones:

- La gran cantidad de energía disipada en tales pruebas.
- Prácticamente es imposible disponer de cargas lo suficientemente elevadas (sobre todo cuando la potencia del transformador es grande) para realizar 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, aunque no es sencillo ni fiable obtener estos parámetros de diseño o de proyecto. Afortunadamente, los elementos que intervienen en el circuito equivalente aproximado pueden obtenerse con unos ensayos muy simples que además tienen la ventaja de requerir muy poco consumo de energía (la suficiente para suministrar únicamente las pérdidas de la máquina) debido a que son pruebas sin carga real.

Los dos ensayos fundamentales utilizados para la determinación de los parámetros del circuito equivalente de un transformador son:

- Ensayo 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 puntos 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 8.9, en el que se desconoce el sentido del arrollamiento de los devanados. Se trata de determinar la polaridad relativa de los terminales secundarios respecto de los 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 corriente alterna, en la forma mostrada. 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 tendremos que identificar este borne con la letra  $a$ ; entonces, el terminal  $Y$  corresponderá con el borne  $a'$ . De la misma forma que con el convenio del punto, se deberá 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  $y$  será homólogo a  $A$  y por lo tanto el  $x$  será homólogo de  $A'$ . Con este procedimiento puede realizarse el ensayo de polaridad.

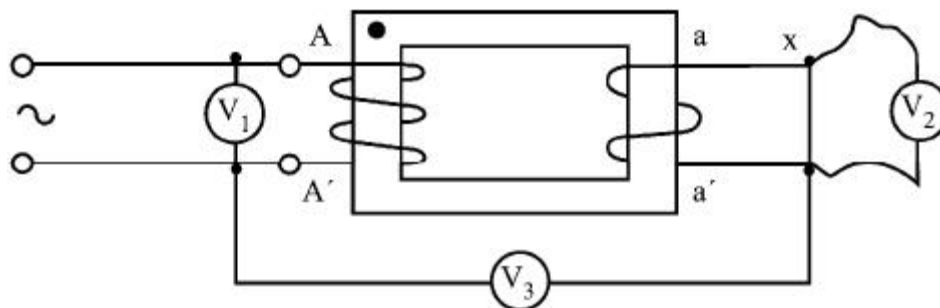


Fig. 8.9 Esquema simplificado de un transformador

### 8.5.1 Ensayo de vacío

Consiste este ensayo, en aplicar al devanado primario la tensión nominal (la única que proporcionará el flujo nominal, y por tanto las pérdidas en el hierro nominales), 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 8.10. Debido a que en vacío las pérdidas por efecto Joule  $R_1 I_2^2$  son despreciables (ya que el valor de  $I_0$  es pequeño), la potencia absorbida en vacío se corresponderá aproximadamente con las pérdidas en el hierro, lo que está de acuerdo con el circuito equivalente aproximado de la figura 8.11, que se deduce del esquema general de la figura 8.8.b, al ser  $I_2 = 0$ .

El ensayo de vacío se realiza (para una mejor comprensión) alimentando el devanado primario (supuestamente en AT), 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. ya que 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.

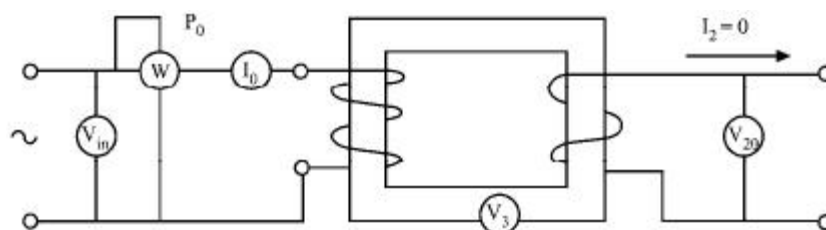


Fig. 8.10 Esquema de conexiones en el ensayo de vacío

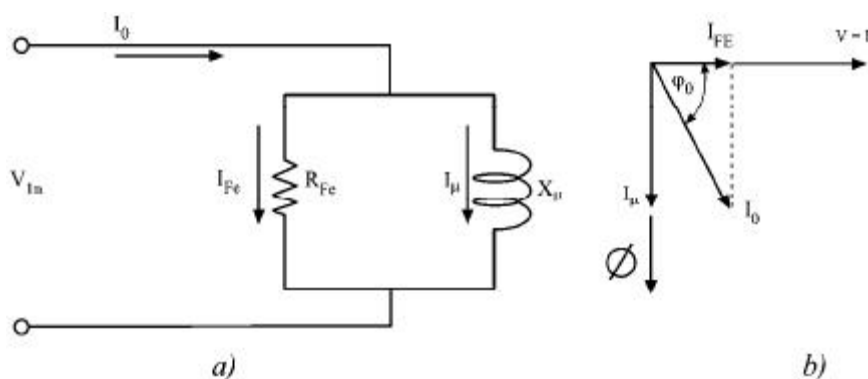


Fig. 8.11 a) Circuito equivalente simplificado b) Diagrama vectorial en vacío

De las medidas efectuadas puede obtenerse el factor de potencia en vacío, de acuerdo con la ecuación:

$$P_0 = V_{1n} I_0 \cos \varphi_0 = P_{Fe} \quad [8.56]$$

Por otra parte, debido a que el valor de la caída de tensión primaria es pequeño, puede considerarse que la magnitud  $V_{1n}$  es prácticamente igual a  $E_1$ , resultando el diagrama vectorial de vacío de la figura 8.11.b, donde se ha adoptado como referencia de fases la tensión primaria. En este esquema las dos componentes de  $I_0$  valen:

$$I_{Fe} = I_0 \cos \varphi_0 \quad I_{\infty} = I_0 \sin \varphi_0 \quad [8.57]$$

Ecuaciones que permiten obtener los valores de los parámetros  $R_{Fe}$  y  $X_{\infty}$ :

$$R_{Fe} = \frac{V_1}{I_{Fe}} \quad X_{\infty} = \frac{V_1}{I_{\infty}} \quad [8.58]$$

En definitiva, 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 permite obtener la relación de transformación, debido a que la tensión  $V_{1n}$  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:

$$m = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1 V}{E} = \frac{I_n}{V} \quad [8.59]$$

2

V

2

0

### 8.5.2 Ensayo de cortocircuito

El ensayo consiste en cortocircuitar el devanado secundario y aplicar al primario una tensión que va elevándose gradualmente desde cero hasta que circula la corriente nominal de plena carga por los devanados (la corriente nominal es la única que proporcionará las pérdidas por efecto Joule nominales). El esquema y tipos de aparatos necesarios para la realización de este ensayo se indican en la figura 8.12.

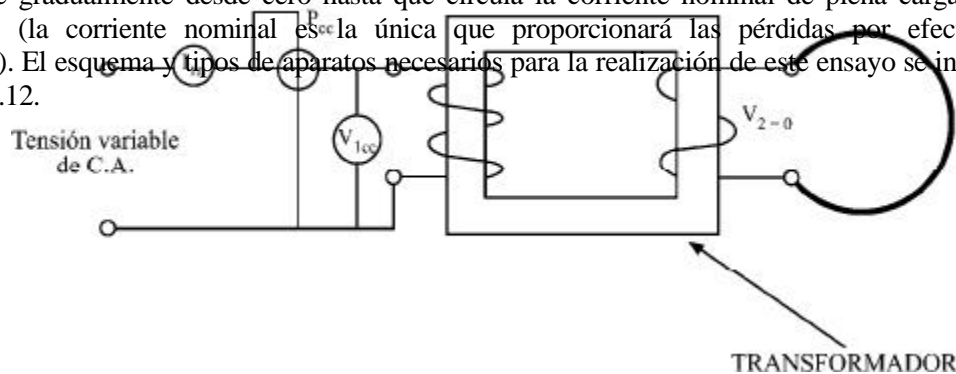


Fig. 8.12 Esquema de conexiones en el ensayo de cortocircuito

En la realidad, 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 sólo 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, consecuentemente, pueden despreciarse las pérdidas en el hierro. La potencia absorbida en cortocircuito coincide con las pérdidas en el cobre, lo que se corresponde con el circuito equivalente que muestra la figura 8.13.a, el cual puede ser deducido del esquema general representado en la figura 8.8.b, al despreciar la rama paralelo. Esta rama puede despreciarse debido al pequeño valor que representa  $I_0$  al compararse con  $I_m$ .

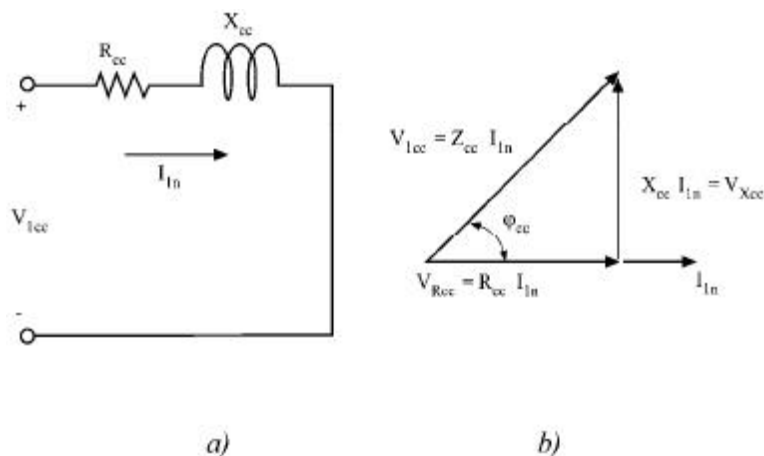


Fig. 8.13 a) Circuito equivalente simplificado b) Diagrama vectorial en cortocircuito

De las medidas efectuadas, puede obtenerse el factor de potencia de cortocircuito:

$$P_{CC} = V_{1CC} I_{1n} \cos \varphi_{CC} \quad [8.60]$$

Si en el circuito de la figura 8.13.a, se toma la corriente como referencia, se obtiene el diagrama vectorial de la figura 8.13.b, del cual puede deducirse:

$$V_{Rcc} = R_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \cos \varphi_{cc} \quad [8.61]$$

$$V_{Xcc} = X_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \sin \varphi_{cc} \quad [8.62]$$

Y como consecuencia:

$$R_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \cos \varphi_{cc} \quad X_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \sin \varphi_{cc} \quad [8.63]$$

El ensayo de cortocircuito permite determinar también 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 la  $R_{cc}$  y la  $X_{cc}$ , pero no sus componentes del transformador equivalente:

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 \quad X_{cc} = X_1 + X'_2 \quad [8.64]$$

Para determinar los valores individuales de las resistencias  $R_1$  y  $R'_2$  es preciso aplicar corriente continua a cada uno de los devanados del transformador y, mediante la aplicación de la ley de Ohm, se obtienen las resistencias  $R_1$  y  $R_2$  (no  $R'_2$ ). Cabe recordar que debe utilizarse un factor corrector para tener presente el efecto pelicular que se produce con corriente alterna, ya que la resistencia óhmica es función de la frecuencia, debido a la distribución no uniforme de los electrones por la sección transversal del conductor.

No existen procedimientos verdaderamente válidos para separar  $X_1$  de  $X_2'$ , en la segunda ecuación. Es por estos motivos que normalmente, cuando quiere conocerse la distribución de la  $R_{cc}$  y de la  $X_{cc}$  entre ambos devanados, es frecuente recurrir a las aproximaciones siguientes:

$$X_1 = X_2' = \frac{X_{cc}}{2} \quad R_1 = R_2' = \frac{R_{cc}}{2} \quad [8.65]$$

Es importante recordar que en el ensayo de cortocircuito la potencia absorbida coincide con las pérdidas en el cobre de los devanados correspondientes, solamente cuando la corriente que fluye en esta situación es la nominal. 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 se realiza con esta corriente nominal? Esta situación suele ser conflictiva, en principio, el ensayo no estaría realizado conforme a normas y podría no ser válido. Pero 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, no variando los valores obtenidos para estas impedancias. Pero ¿qué sucede con los valores de las potencias pérdidas?

- Las pérdidas en cortocircuito ya no serán las pérdidas en el cobre nominales o de plena carga, sino que serán las pérdidas en el cobre en el régimen de carga impuesto por la corriente de cortocircuito al que se haya realizado el ensayo.
- La tensión de cortocircuito 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 nominal, y potencia de cortocircuito con corriente nominal, potencia nominal.

$$V_{1cc}; \quad I_{1cc} = I_{1n}; \quad P_{cc} \quad [8.66]$$

La realidad es que los parámetros  $R_{cc}$  y  $X_{cc}$  presentan una pequeña característica no lineal, es este el motivo de la exigencia de las diferentes normas para que la corriente de cortocircuito se haga coincidir con la nominal o de plena carga.

Si el ensayo no ha sido realizado con la corriente nominal, las magnitudes correspondientes se designarán de la siguiente forma:

$$V_{1CORTO}, I_{1CORTO}, P_{1CORTO} \quad [8.67]$$

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 al inicio de este apartado. Definidas las corrientes  $I_{1cc}=I_{1n}$  e  $I_{1c}$ , las relaciones entre las otras magnitudes, teniendo presente el circuito equivalente de la figura 6.13, serán:

$$Z_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} = \frac{V_{1CORTO}}{I_{1CORTO}} \quad P_{cc} = R_{cc} I_{1n}^2 \quad P_{corto} = R_{cc} I_{1CORTO}^2 \quad [8.68]$$

De donde se deduce:

$$P_{cc} = P_{corto} \frac{I_{1n}^2}{I_{1CORTO}^2} \quad V_{1cc} = V_{1CORTO} \frac{I_{1n}}{I_{1CORTO}} \quad [8.69]$$

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  $V_{ICORTO}$ ,  $I_{ICORTO}$  y  $P_{CORTO}$ ), se apliquen las ecuaciones de transformación de  $Z_{cc}$ ,  $V_{cc}$ ,  $P_{cc}$ , expresadas anteriormente, para determinar las magnitudes  $V_{1cc}$ ,  $I_{1cc}=I_{1n}$  y  $P_{cc}$ , definidas para corriente nominal, y determinar así 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, obteniéndose:

$$\begin{aligned} \sum_{cc} \frac{V_{1cc}}{V_{1n}} 100 &= \sum_{Rcc} \frac{V_{Rcc}}{V_{1n}} 100 &= \sum_{Xcc} \frac{V_{Xcc}}{V_{1n}} 100 \quad [8.70] \end{aligned}$$

El ensayo de cortocircuito debe distinguirse de la falta o cortocircuito que puede presentarse en un transformador alimentado por una tensión nominal primaria cuando, por accidente, se unen entre sí los bornes del devanado secundario. Ante esta situación, el circuito equivalente coincide con el indicado en la figura 8.13 (ensayo de cortocircuito); sin embargo, ahora el transformador está alimentado por una tensión  $V_{1n}$  (en vez de  $V_{1cc}$ ) apareciendo una gran intensidad de circulación o de falta  $I_{1falta}$  (o  $I_{2falta}$  si la falta es en el primario) peligrosa para la vida de la máquina, debido a los grandes esfuerzos térmicos y electrodinámicos que se producen. Desde el punto de vista del circuito equivalente, el valor de  $I_{1falta}$  vendrá expresado por:

$$I_{1falta} = \frac{\overline{V}_{1n}}{Z_{cc}} \quad [8.71]$$

Y recordando el diagrama vectorial de la figura 7.13 b, se deduce:

$$I_{1n} = \frac{V_{1cc}}{Z_{cc}} \quad [8.72]$$

Que puede expresarse como:

$$I_{1falta} = \frac{\overline{V}_{1n}}{V_{1cc}} I_{1n} \quad [8.73]$$

Y haciendo uso de  $\sum_{cc} = (V_{1cc}/V_{1n}) \cdot 100$ , resultará:

$$I_{1falta} = \frac{100}{\sum_{cc}} I_{1n} \quad [8.74]$$

Lo que indica que la corriente de cortocircuito o de falta es inversamente proporcional a  $\sum_{cc}$ . Así cuanto mayor sea el valor de  $\sum_{cc}$  tanto menor será el valor de la corriente del cortocircuito en caso de producirse. Aunque por el contrario, un alto valor de  $\sum_{cc}$  implica una fuerte caída de tensión en el transformador de forma continua. Debe establecerse, pues, una solución de compromiso entre ambos aspectos contradictorios. En la práctica, los transformadores industriales menores de 1 MVA disponen de una  $\sum_{cc}$  comprendida entre 1% y un 6% (transformadores de distribución), sin embargo para potencias mayores se aumenta el valor hasta un margen del 6% al 13%. Generalmente la componente  $\sum_{Xcc}$  es superior a la  $\sum_{Rcc}$ .

## 8.6 Caída de tensión en un transformador

Considérese un transformador alimentado por su tensión nominal primaria  $V_{1n}$ , en vacío, el secundario proporcionará 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:

$$V_2 = V_{20} - V_2 \quad [8.75]$$

Que representa la caída de la tensión interna del transformador.

Se denomina caída de tensión relativa o simple de 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  $\Sigma_c$  (no confundir con  $\Sigma_{cc}$ ):

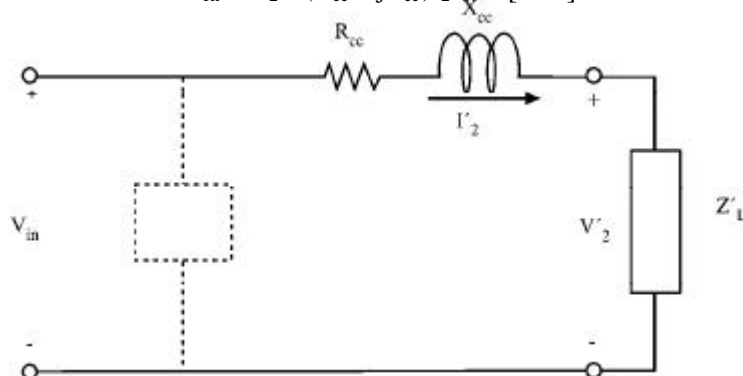
$$\Sigma_c = \frac{V_{20} - V_2}{V_{20}} \cdot 100\% \quad [8.76]$$

Al trabajar con el circuito equivalente reducido al primario es conveniente 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:

$$\Sigma_c = \frac{V_{1n} - V'_2}{V_{1n}} \cdot 100\% \quad [8.77]$$

Para poder calcular esta relación, se va a considerar un transformador que dispone de una corriente secundaria  $I_2$  con un factor de potencia inductivo (o en retraso) como muestra la figura 6.14. Al aplicar la segunda ley de Kirchhoff al circuito equivalente aproximado del transformador reducido al primario, se obtiene:

$$V_{1n} = V_2 + (R_{cc} + jX_{cc})I_2 \quad [8.78]$$



*Fig. 8.14 Circuito equivalente aproximado de un transformador*

La ecuación anterior permite calcular la tensión secundaria reducida en función de la tensión aplicada al transformador y la corriente secundaria reducida al primario, obteniéndose de la ecuación anterior la magnitud de  $V'_2$ , que con la expresión de  $\Sigma_c$  (que relaciona  $V_{1n}$  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 ( $u < 10\%$ ) 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 8.15 se muestra el diagrama fasorial correspondiente al circuito equivalente de la figura 8.14 y que, en definitiva, representa la ecuación fasorial anterior, donde se ha tomado la tensión  $V'_2$  como referencia y se ha considerado un factor de potencia inductivo ( $I'_2$  retrasa  $\Pi_2$  respecto de  $V'_2$ ).

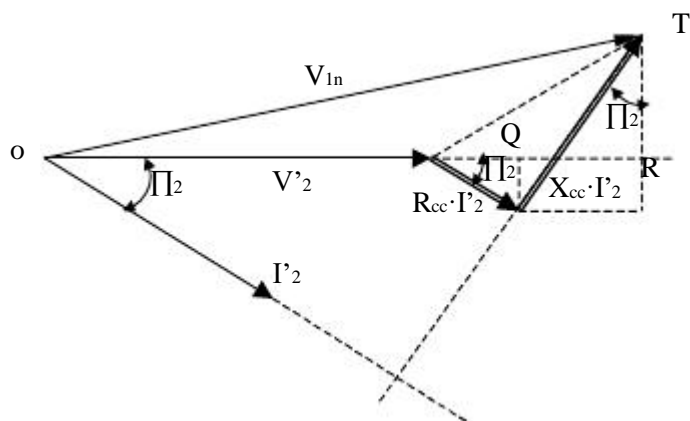


Fig. 8.15 Diagrama fasorial de la caída de tensión de un transformador

En este gráfico se observa que el numerador de la ecuación anterior viene expresado por:

$$V_{1n} \quad V'_2 = |OS| \quad |OP| = |PS| \quad [8.79]$$

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, las caídas de tensión son pequeñas frente a la magnitudes de  $V_{1n}$  y  $V'_2$ , entonces, puede admitirse que:

$$V_{1n} \quad V'_2 = |PS| |H| |PR| \quad [8.80]$$

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  $V'_2$  (en la figura 8.15 se ha exagerado su tamaño para mayor claridad del diagrama). Teniendo en cuenta que se cumple

$$|PR| = |PQ| + |QR| = |PQ| + |MN| \quad [8.81]$$

Se obtiene:

$$|PR| = R_{cc} I_2 \cos \Pi_2 + X_{cc} I_2 \sin \Pi_2 \quad [8.82]$$

Por lo que la caída absoluta de tensión tendrá el siguiente valor:

$$V_{1n} - V_2' = R_{cc}I_2 \cos \Pi_2 + X_{cc}I_2 \sin \Pi_2 \quad [8.83]$$

Si se denomina *índice de carga*  $C$  al cociente entre la corriente secundaria del transformador y la corriente nominal correspondiente, es decir:

$$C = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{z}{H} \frac{1}{\dots}$$

Y substituyendo el valor encontrado de  $C$ , en la ecuación 8.83, se obtiene:

$$V_{1n} - V_2' = CR_{cc}I_2' \cos \Pi_2 + CX_{cc}I_2' \sin \Pi_2 \quad [8.85]$$

$$\sum_{cc} = \frac{V_{1n} - V_2'}{V_{1n}} 100\% = C \sum_{Rcc} \cos \Pi_2 + C \sum_{Xcc} \sin \Pi_2 \quad [8.86]$$

Que en valores relativos (de acuerdo con las expresiones anteriormente encontradas de  $V_{Rcc}$  y  $V_{Xcc}$  y las ecuaciones en tanto por ciento de  $\sum_{cc}$ ,  $\sum_{Rcc}$ ,  $\sum_{Xcc}$ ):

$$\sum_{cc} = \frac{Z_{cc}I_{1n}}{V_{1n}} 100 \quad [8.87]$$

$$\sum_{Rcc} = \frac{R_{cc}I_{1n}}{V_{1n}} 100 = \frac{R_{cc}I_{2n}}{V_{1n}} 100 \quad [8.88]$$

$$\sum_{Xcc} = \frac{X_{cc}I_{1n}}{V_{1n}} 100 = \frac{X_{cc}I_{2n}}{V_{1n}} 100 \quad [8.89]$$

Si el factor de potencia de la carga hubiera sido capacitivo, puede demostrarse, con una simple composición vectorial, que el término  $C \sum_{Xcc} \sin \Pi_2$  en la expresión de  $\sum_c$  sería negativo. Este término puede ser superior al otro, resultando las caídas de tensión negativas, lo que indica que  $V_2' > V_{1n}$ , o de otra forma, que  $V_2 > V_2$ , es decir, aparecen tensiones en las cargas superiores a las de vacío. Este fenómeno se conoce con el nombre del *efecto Ferranti*, por ser el nombre del ingeniero inglés que observó y estudió este fenómeno.

## 8.7 Cuestiones y problemas

### Cuestiones

- 1 ¿Por qué son necesarios los transformadores? ¿Qué supuso su invención? ¿Cuál es la causa de las pérdidas de transporte de energía eléctrica?
- 2 ¿También se podrían reducir las pérdidas en el transporte de energía eléctrica disminuyendo la resistencia de las líneas, por qué no se utiliza este método? ¿Y por qué no utilizar la opción de tener pocas pérdidas con sólo disminuir la intensidad del conductor sin necesidad de usar el transformador?



- 3 ¿Cómo se denominan los transformadores que están situados al principio de línea? ¿Cuál es su misión? ¿Cómo se denominan los transformadores situados al final de línea? ¿Cuál es su misión?
- 4 ¿Cuál es el fenómeno eléctrico en el cual está basado el transformador? ¿Cuáles son los componentes básicos que forman un transformador? ¿Es una máquina estática o dinámica? ¿Cómo se modifica la potencia al pasar a través del transformador?
- 5 ¿En la construcción del núcleo magnético del transformador, por qué se realiza con chapa magnética y no de forma maciza? ¿Están aisladas estas chapas entre sí? ¿Existe aislamiento entre las chapas y los bobinados a ellas adosados, por qué?
- 6 Demostrar analíticamente cómo un transformador no puede realizar su función si se conecta en corriente continua. Demostrar, asimismo, cómo puede efectuar su función si se conecta, por el contrario, en corriente alterna?
- 7 ¿A qué se denomina relación de transformación? ¿De qué depende? ¿Cómo se denominan cada uno de los bobinados que forman un transformador?
- 8 ¿Qué es la corriente de vacío? Componentes de la corriente de vacío de un transformador, indicando su misión.
- 9 ¿Qué es la corriente nominal del transformador? ¿Qué misión debe cumplir esta corriente nominal?
- 10 Indicar las aplicaciones de los transformadores de tensión.
- 11 Indicar las aplicaciones de los transformadores de intensidad.
- 12 Tipos de transformadores que existen en la actualidad.
- 14 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador ideal, en régimen de vacío.
- 14 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador ideal, en régimen de carga.
- 15 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador real, en régimen de vacío.
- 16 Demostrar analíticamente la relación de transformación, tensiones e intensidades de un transformador real, en régimen de carga.
- 17 ¿Por qué se obtienen los circuitos equivalentes de los transformadores? ¿Qué condicionantes se consideran para la realización de estos circuitos equivalentes? ¿Cuál es la única relación de transformación que nos llevará a la obtención del circuito equivalente deseado (desaparición de la parte magnética del transformador)?
- 18 Hallar analíticamente la relación de fems, tensiones, corrientes e impedancias que nos permitirá reducir los parámetros del secundario del transformador a su primario.
- 19 Hallar analíticamente la relación de fems, tensiones, corrientes e impedancias que nos permitirá reducir los parámetros del primario del transformador a su secundario.
- 20 ¿Cuáles son las diferencias entre el circuito equivalente exacto y el circuito equivalente aproximado de un transformador (dibujarlos)?
- 21 ¿Cuál es el esquema final utilizado cuando se realizan estudios de grandes redes en sistemas eléctricos de potencia (dibujarlo)? ¿Qué consideraciones deben efectuarse para hallar este último esquema?
- 22 ¿Por qué se realizan diversos ensayos en las máquinas eléctricas? ¿Qué ensayos suelen realizarse? ¿Cuáles son los inconvenientes más importantes a la hora de realizar los ensayos?
- 23 ¿Cómo se solventan los problemas planteados a la hora de realizar los ensayos en las máquinas eléctricas (transformador)? ¿Con qué periodicidad deben repetirse estos ensayos?
- 24 ¿Cómo se realiza el ensayo de vacío? ¿Qué valores debemos predeterminedir (de las magnitudes eléctricas) para que el ensayo sea efectivo? Indicar todos los parámetros que nos permite obtener este ensayo. ¿En la realidad se realizaría el ensayo alimentando el transformador por su lado de alta tensión, o bien, por su lado de baja tensión?
- 25 ¿Cómo se realiza el ensayo de cortocircuito? ¿Qué valores debemos predeterminedir (de las magnitudes eléctricas) para que el ensayo sea efectivo? Indicar todos los parámetros que nos

- permite obtener este ensayo. ¿En la realidad se realizaría el ensayo alimentando el transformador por su lado de alta tensión, o bien, por su lado de baja tensión?
- 26 ¿Si no se realiza el ensayo de cortocircuito con las condiciones eléctricas adecuadas, es posible determinar los parámetros buscados sin repetir el ensayo? ¿Qué fórmulas aplicaríamos en este caso?
- 27 ¿A qué se denomina caída de tensión en tanto por ciento de un transformador? ¿Qué expresión analítica tiene la intensidad de cortocircuito, y en qué se diferencia esta intensidad de la hallada en el ensayo de cortocircuito?
- 28 ¿Qué es la caída de tensión en un transformador? Indicar las fórmulas que permiten la obtención de esta caída de tensión en valor absoluto y relativo.
- 29 Dibujar el esquema eléctrico que permite hallar la caída de tensión de un transformador. Dibujar el diagrama fasorial de esta caída de tensión.
- 30 Demostrar analíticamente (mediante formulas), cómo se obtiene la caída de tensión del transformador.

## 9 Regulación de la tensión en líneas aéreas

### 9.1 Introducción

Las líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica deben cumplir unos requisitos de seguridad, calidad y economía. La seguridad siempre se cumplirá, aun 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 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, se pueden expresar de dos formas distintas: 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 1.500 V (valor absoluto), representará una pérdida de tensión pequeña si la línea es de 200.000 V, o por el contrario representará un valor a tener presente si la línea es de 2000 V. 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, se representarán mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta u = U_1 - U_2 \quad \text{Valor absoluto} \quad [9.1]$$

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.2]$$

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad \text{Valor absoluto} \quad [9.3]$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.4]$$

Donde:

- $U_1, P_1$  = valores de la tensión y la potencia al principio de línea
- $U_2, P_2$  = valores de la tensión y la potencia al final de línea
- $U, P$  = valores de la tensión y la potencia, tomados como referencia (estos valores pueden ser los nominales de la línea)

## 9.2 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 cuáles 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, existirán 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 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.*

### 9.2.1 Caso nº 1: conocidas las condiciones de funcionamiento en el final de línea ( $P_2, U_2, \cos \phi_2, A, B, C, D$ )

Si 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  $\cos \phi_2$ , 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:

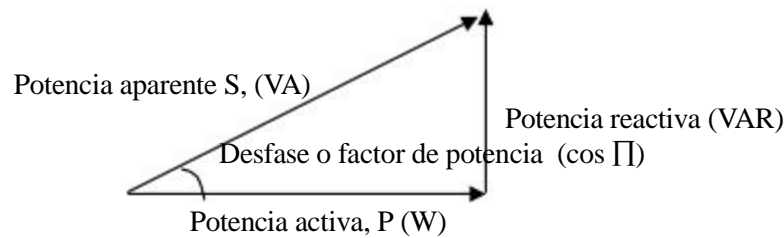


Fig. 9.1 Triángulo de potencias de un sistema equilibrado

$$\text{Así: } P = S \cdot \cos \Pi \quad Q = S \cdot \sin \Pi \quad S = \frac{P}{\cos \Pi} = \frac{Q}{\sin \Pi} \quad Q = P \cdot \tan \Pi \quad [9.5]$$

Y recordando que las expresiones totales de las potencias, por ejemplo al final de línea, son:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2 \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_2 \quad \bar{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = \sqrt{3} (\Pi_2) \quad [9.6]$$

**Cabe recordar que el ángulo de la potencia aparente, es el ángulo total, que también puede obtenerse mediante la siguiente expresión:**

$$\Pi_2 = \Pi_{U_2} - \Pi_{I_2} \quad [9.7]$$

Una vez recordadas estas expresiones, estamos ya en condiciones de proceder al cálculo de las magnitudes eléctricas al principio de línea. Para ello seguiremos los pasos detallados a continuación:

- Gracias a la  $P_2$ , y a  $\Pi_2$ , 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 asignársele un valor de  $0^\circ$ .
- La última magnitud que nos queda,  $I_2$ , se obtiene fácilmente aplicando la expresión:

$$\bar{I}_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot \cos \Pi_2} (\Pi_{U_2} - \Pi_2) \quad [9.8]$$

- 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.

$$\begin{aligned} \clubsuit \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \oslash \bar{A} + \bar{I}_2 \oslash \bar{B} \\ \spadesuit \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 \oslash \bar{C} + \bar{I}_2 \oslash \bar{D} \end{aligned} \quad \text{Recordar que: } \bar{V}_2 = \frac{\bar{U}_2}{\sqrt{3}} \quad [9.9]$$

- Conocidas la tensión e intensidad al principio de línea, para hallar las restantes magnitudes se procederá de la siguiente forma:

$$\bar{I}_{1LÍNEA} = \bar{I}_{1FASE} \quad \bar{U}_{1LÍNEA} = \bar{V}_{1FASE} \cdot \sqrt{3} \quad \Pi_1 = \Pi_{U_1} - \Pi_{I_1} \quad [9.10]$$

- Finalmente se hallarán las potencias al principio de línea:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_1 \quad \bar{S}_1 = (P_1 + jQ_1) = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = \sqrt{3} (\Pi_1) \quad [9.11]$$

- Ya tenemos calculadas las seis magnitudes características al principio de línea, que a modo de resumen detallamos a continuación.

$$\begin{array}{c}
 P_2 \leftrightarrow \\
 \Pi_2 \uparrow \\
 U_2 \uparrow \\
 I_2 \rightarrow \\
 S_2 \rightarrow \\
 Q_2 \rightarrow
 \end{array}
 \leftarrow \square \diamond \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2 \cos \Pi_2} \Pi U_2 \Pi \begin{array}{c} \clubsuit \\ \spadesuit \\ \heartsuit \\ \diamondsuit \\ \clubsuit \\ \spadesuit \\ \heartsuit \\ \diamondsuit \end{array} \begin{array}{c} \bar{U}_1 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{\Pi} \\ P_1 \\ Q_1 \\ S_1 \end{array} \quad [9.12]$$

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:

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{valor relativo} \quad [9.13]$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.14]$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 \quad [9.15]$$

- 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.

### 9.2.2 Caso nº 2: conocidas las condiciones de funcionamiento en el principio de línea ( $P_1, U_1, \bar{\Pi}_1, A, B, C, D$ )

Si 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  $P_1, U_1, \text{ y } \bar{\Pi}_1$ , es fácil calcular las otras tres magnitudes que nos faltan para tener completamente definido un punto de la línea, para ello se aplica:

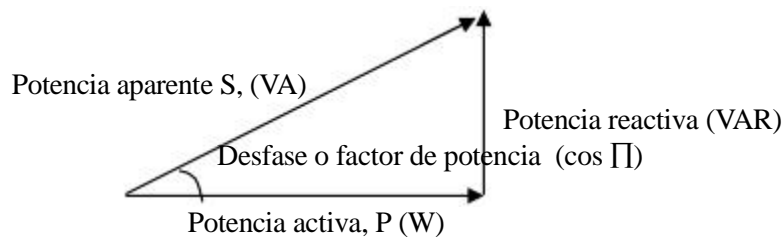


Fig. 9.2 Triángulo de potencias de un sistema eléctrico

$$P = S \cdot \cos \Pi \quad Q = S \cdot \text{sen} \Pi \quad S = \frac{P}{\cos \Pi} = \frac{Q}{\text{sen} \Pi} \quad Q = P \cdot \text{tag} \Pi \quad [9.16]$$

Y recordando que las expresiones totales de las potencias, por ejemplo al principio de línea son:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \text{sen} \Pi_1 \quad \bar{S}_1 = (P_1 + jQ_1) = \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^* \cdot \sqrt{3} = \sqrt{3} \cdot \Pi_1 \quad [9.17]$$

*Cabe recordar que el ángulo de la potencia aparente, es el ángulo total, que también puede obtenerse mediante la siguiente expresión:*

$$\Pi_1 = \Pi_{U1} - \Pi_{I1} \quad [9.18]$$

- Gracias a la  $P_1$  y a  $\Pi_1$ , hallamos el resto de potencias, es decir ( $S_1$  y  $Q_1$ ).
- En este caso debe ser conocido no sólo el módulo de la tensión al principio de línea, sino también su ángulo, ya que ahora éste no puede considerarse nulo.
- La última magnitud que nos queda,  $I_1$ , se obtiene fácilmente aplicando la expresión:

$$\bar{I}_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \Pi_1} \cdot \frac{1}{\Pi_1} \quad [9.19]$$

- 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 ésta.

$$\begin{aligned} \bar{V}_2 &= \bar{V}_1 \cdot D - \bar{I}_1 \cdot B \\ \bar{I}_2 &= \bar{I}_1 \cdot A - \bar{V}_1 \cdot C \end{aligned} \quad \text{Recordar que: } V_1 = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \quad [9.20]$$

- Conocidas la tensión e intensidad al final de línea, para hallar las restantes magnitudes se procederá de la siguiente forma:

$$I_{2LÍNEA} = I_{2FASE} \quad U_{2LÍNEA} = V_{2FASE} \cdot \sqrt{3} \quad \Pi_2 = \Pi_{U2} - \Pi_{I2} \quad [9.21]$$

- Finalmente se hallarán las potencias al final de línea:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2 \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \text{sen} \Pi_2 \quad \bar{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = \sqrt{3} \cdot \Pi_2 \quad [9.22]$$

- Ya tenemos calculadas las seis magnitudes características al final de línea, que a modo de resumen detallamos a continuación.

$$\begin{aligned} & \begin{matrix} P_1 \leftrightarrow \\ \Pi_1 \\ U_1 \uparrow \\ I_1 \rightarrow \\ S_1 \end{matrix} \leftarrow \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \Pi_1} \cdot \frac{1}{\Pi_1} \quad \begin{matrix} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot D - \bar{I}_1 \cdot B \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \cdot A - \bar{V}_1 \cdot C \end{matrix} \quad \begin{matrix} \bar{U}_2 \\ \Pi_2 \\ Q_2 \\ I_2 \\ S_2 \end{matrix} \quad [9.23] \end{aligned}$$

- 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:

$$\Delta u = \frac{U_1 - U_2}{U} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.24]$$

$$\Delta P = \frac{P_1 - P_2}{P} \cdot 100 \quad \text{Valor relativo} \quad [9.25]$$

$$\left| \frac{P_2}{P_1} \right| \cdot 100 \quad [9.26]$$

- 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.

### 9.2.3 Caso nº 3: conocidas algunas condiciones del inicio y del final de línea ( $P_2, U_2, \bar{I}_2, A, B, C, D$ )

El cálculo de las magnitudes eléctricas es en este caso más complejo, ya que hasta ahora conocíamos (o como mínimo disponíamos) los parámetros necesarios para definir completamente un punto de la línea (era posible determinar las seis magnitudes eléctricas). Sin embargo ahora 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 80 km). 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 la impedancia serie total de la línea:

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 - \bar{Z}_{LINEA} \cdot \bar{I}_{LINEA} \quad [9.27]$$

La impedancia de la línea está formada por una resistencia y una impedancia:

$$\bar{Z}_t = R_t + jX_t \quad [9.28]$$

Tomando la tensión de fase al final de línea como valor de referencia:

$$\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ \quad [9.29]$$

Comprobamos que se cumple la siguiente igualdad:

$$\bar{t}_2 = \frac{\bar{S}_2}{3\bar{V}_2} = \frac{\sqrt{3}\bar{U}_2 \bar{I}_2^*}{3\bar{V}_2} = \frac{\sqrt{3}\bar{V}_2 \bar{I}_2^*}{3\bar{V}_2} = \bar{I}_2^* \quad -$$

Y finalmente, la potencia aparente conjugada (signo del asterisco), se puede expresar también como:

$$\bar{S}_2^* = P_2 - jQ_2 \quad [9.31]$$



Estamos ya en condiciones de empezar a calcular la expresión buscada. La tensión al principio de línea puede expresarse:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 + \bar{Z}_l \bar{I}_2 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \frac{\bar{S}_2^*}{3 \cdot \bar{V}_2} = \\ \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \frac{P_2 + jQ_2}{3 \cdot \bar{V}_2} = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \frac{P_2}{3 \cdot \bar{V}_2} + j \frac{X_L Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2} \end{aligned} \quad [9.32]$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \frac{3}{V} + j \frac{X_L Q_2}{3 \cdot \bar{V}_2}$$

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:

$$\frac{R \cdot P_2 + X \cdot Q_2}{3 \cdot V_2} + j \frac{3 \cdot Q_2}{3 \cdot V_2}$$

[9.33]

Convirtiendo las tensiones de fase en tensiones de línea y dividiendo todos los términos por 3, resulta la siguiente ecuación:

$$U_1 = U_2 + \frac{R P_2 + X Q_2}{3 U_2} \quad [9.34]$$

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 la misma.

$$U_1 = U_2 + j \frac{X Q_2}{U_2} \quad [9.35]$$

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 asimilarlo a un escalar, tendremos:

$$U_1 U_1^* = U_2 U_2^* + \dots \quad [9.36]$$

Que en nuestro caso representa:

$$U_1^2 = U_2^2 + \frac{R^2 P_2^2 + X^2 Q_2^2}{U_2^2} + 2 \frac{X P_2 Q_2}{U_2} \quad [9.36]$$

$$U_1 = U_2 + \frac{R P_2 + X Q_2}{U_2} + \frac{X P_2 - R Q_2}{U_2}$$

$$U_1 U_1 = [(A + jB)(A - jB)] = [A^2 - jA B + jA B + B^2] = A^2 + B^2$$

$$U_1 = U_2 + \frac{R P_2 + X Q_2}{U_2} + \frac{X P_2 - R Q_2}{U_2}$$

$$U_1^2 = U_2^2 + \frac{R^2 P_2^2 + X^2 Q_2^2}{U_2^2} + 2 \frac{X P_2 Q_2 - R Q_2^2}{U_2}$$

Operando y eliminando los términos comunes:

$$U_1^2 = U_2^2 + \frac{(R P_2)^2 + (X Q_2)^2 + 2(R P_2 X Q_2)}{U_2^2} + 2(R P_2 + X Q_2) \frac{P_2 X + Q_2 R}{U_2^2} \quad [9.38]$$

Agrupando términos, obtenemos:

$$U_1^2 = U_2 + 2(R P_2 + X Q_2) + \frac{(R P_2)^2 + (X Q_2)^2 + (X P_2)^2 + (R Q_2)^2}{U_2} \quad [9.39]$$

Y recordando que:

$$|\bar{S}|^2 = |\bar{S}|^2 + |\bar{Z}|^2 = (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2) = (PR)^2 + (PX)^2 + (QR)^2 + (QX)^2 \quad [9.40]$$

Obtenemos:

$$U_1^2 = U_2 + \frac{(Z S_2)^2}{U_2} + 2(R P_2 + X Q_2) \quad [9.41]$$

Siendo Z, y S<sub>2</sub>, los módulos respectivos de la impedancia de línea y de la potencia aparente del final de línea.

De donde se obtiene la siguiente ecuación para líneas cortas:

$$U_2 + 2(R P_2 + X Q_2) U_1 + (Z S_2) = 0 \quad [9.42]$$

En esta ecuación son conocidos todos los términos, excepto la tensión al final de línea (U<sub>2</sub>), por lo que ésta 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 sólo se opera con los módulos de los vectores. Por tanto, el valor de la tensión al final de línea obtenido también será un módulo (no conoceremos el ángulo), aunque puede asignársele (al ser la tensión al final de línea) los 0°, y ya tendremos el vector buscado.*

La generalización de esta ecuación para cualquier tipo de línea es inmediata, a partir de la ecuación de la tensión al principio de línea para líneas cortas:

$$\bar{V}_1 \equiv \bar{V}_2 + \bar{Z} \bar{I}_2 \quad [9.43]$$

Si la comparamos con la misma ecuación, pero dada para líneas largas (método de las constantes auxiliares):

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \bar{V}_2 + \bar{B} \bar{I}_2 \quad [9.44]$$

Se obtiene:

$$\frac{\bar{V}_1}{\bar{A}} = \bar{V}_2 + \frac{\bar{B}}{\bar{A}} \bar{I}_2 \quad [9.45]$$

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:

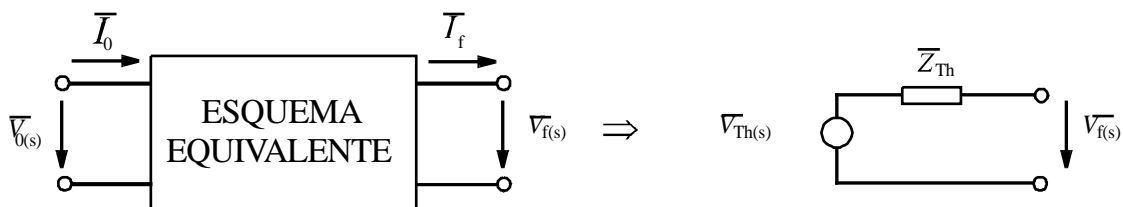


Fig. 9.3 Equivalente de Thevenin de una línea visto desde el extremo receptor

Donde:

$$\bar{V}_{1Th} = \bar{V}_2 + \bar{Z}_{Th} \bar{I}_2 \quad [9.46]$$

Siendo:

$$\bar{U}_{1TH} = \frac{\bar{U}_1}{\bar{A}} \quad \text{Y} \quad \bar{Z}_{TH} = \frac{\bar{B}}{\bar{A}} = (R_{TH} + jX_{TH}) \quad [9.47]$$

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 sólo sustituir estos últimos términos:

$$U_2 + [2 \cos(\theta_{R_{Th}} \cos \theta_{P_2} + X_{Th} \sin \theta_{Q_2}) U_{1Th}] + (Z_{Th} \sin \theta_{S_2}) = 0 \quad [9.48]$$

*Ésta es la ecuación que nos permitirá obtener, para cualquier longitud, la tensión compuesta o tensión de línea, al final de la misma, conocidos todos los restantes parámetros.*

Como en el caso de líneas cortas, las unidades empleadas serán:

- Tensiones en kV
- Potencias en MW, MVAR, o MVA
- Resistencias, reactancias o impedancias en  $\Omega$

*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  $0^\circ$ , y ya tenemos el vector buscado.*



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:

$$U_2 = \frac{U_1^2}{A} \quad [9.51]$$

Una vez hallada la tensión al final de línea, se procederá de igual forma que en el caso anterior del equivalente de Thevenin.

### 9.3 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:  $V_2 = V_1(1 + \theta j)$  [9.52]

- impedancia serie total por fase:  $Z_t = (R_t + jX_t)$  [9.53]

- demanda de potencia aparente total:  $S_2 = (P_2 + jQ_2)$  [9.54]

y sustituyendo la expresión de la intensidad de corriente por fase:

$$I_2 = \frac{S_2}{3V_2}$$

$$4 + \frac{2 \operatorname{Re}\{B\}}{\leq A} S_2^* \quad \frac{U^2}{A} + B S_2 = 0$$

$$I_2 = \frac{P_2 + jQ_2}{3V_2}$$

en la ecuación de la línea corta:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z}_L \cdot \bar{I}_L \quad [9.56]$$

resultaba una expresión para la tensión inicial:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \frac{R_l P_2 + X_l Q_2}{3V_2} + j \frac{X_l P_2 - R_l Q_2}{3V_2} \quad [9.57]$$

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:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_2 + \frac{R P_2 + X Q_2}{U_2} + j \frac{X P_2 - R Q_2}{U_2}$$

El módulo de la tensión de línea en el origen se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$|U_1| = \sqrt{U_2 + \frac{R P_2 + X Q_2}{U_2} + j \frac{X P_2 - R Q_2}{U_2}} = U_2 + \frac{R P_2 + X Q_2}{U_2}$$

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:

$$v = \frac{U_1 - U_2}{U_2} \cdot 100 \quad [9.60]$$

Este valor puede aproximarse mediante los datos obtenidos a la siguiente fórmula:

$$v = \frac{U_2 + \frac{R P_2 + X Q_2}{U_2} - U_2}{U_2} \cdot 100 = \frac{R P_2 + X Q_2}{U_2} \cdot 100 \quad [9.61]$$

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 podremos 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:

$$|R_t \cdot P_2| > |X_t \cdot Q_2| \quad [9.62]$$

#### 9.4 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. Si sabemos 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:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{A} \bar{V}_2 + \bar{B} \bar{I}_2 \\ \bar{I}_1 &= \bar{C} \bar{V}_2 + \bar{D} \bar{I}_2 \end{aligned} \quad [9.63]$$

Estas expresiones eran válidas para cualquier longitud. De la primera expresión se puede despejar la intensidad de corriente en el final de línea:

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \bar{V}_2 + \bar{B} \bar{I}_2 \quad \square \quad \boxed{I_2 = \frac{V_1 - \bar{A} \bar{V}_2}{\bar{B}}} \quad [9.64]$$

Mientras que de la segunda expresión se obtiene:

$$I_1 = \bar{C} \bar{V}_2 + \bar{D} \bar{I}_2 = \bar{C} \bar{V}_2 + \frac{\bar{D} \bar{V}_1 - \bar{D} \bar{A} \bar{V}_2}{\bar{B}} = \bar{V}_1 \frac{\bar{D}}{\bar{B}} - \bar{V}_2 \frac{\bar{D} \bar{A} - \bar{C} \bar{B}}{\bar{B}} \quad [9.65]$$

Recordando que una de las tres comprobaciones, para conocer la bondad de los resultados del método de las constantes auxiliares, era:

$$\bar{D} \bar{A} - \bar{B} \bar{C} = (1 + j0) \quad [9.66]$$

nos permitirá resolver:

$$\frac{\bar{D} \bar{A} - \bar{B} \bar{C}}{\bar{B}} = \frac{1}{\bar{B}} \quad [9.67]$$

Quedando la segunda expresión de la siguiente forma:

$$\boxed{I_1 = \bar{C} \bar{V}_2 + \bar{D} \frac{\bar{V}_1 - \bar{A} \bar{V}_2}{\bar{B}} = \frac{\bar{D}}{\bar{B}} \bar{V}_1 + \frac{1}{\bar{B}} \bar{V}_2} \quad [9.68]$$



### 9.4.1 Flujo de potencia al inicio de una línea eléctrica en función de las tensiones terminales

Utilizando las dos relaciones anteriores del recuadro, 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:

$$\begin{aligned} S_{1LINEA} &= 3 S_{1FASE} = 3 \bar{V}_1 \bar{I}_1^* = 3 \frac{\bar{V}_1 \bar{V}_1^* \bar{D}^*}{\bar{B}^*} = \frac{\bar{V}_1 \bar{V}_2^*}{\bar{B}^*} = \\ &= 3 \frac{V_1^2 D}{B} \cos(\angle_B \angle_D) \frac{V_1 V_2}{B} \cos(\angle_B + \tau_{M1}) \end{aligned} \quad [9.69]$$

Para realizar el último paso se ha considerado que:  $\bar{V}_2 = V_2 \angle 0^\circ$  y  $\bar{V}_1 = \bar{V}_1 \angle \tau_{M1}$  [9.70]

Pasando las tensiones de fase a tensiones de línea, tendremos:

$$S_{1LINEA} = 3 S_{1FASE} = \frac{U_1^2 D}{B} \cos(\angle_B \angle_D) \frac{U_1 U_2}{B} \cos(\angle_B + \tau_{M1}) \quad [9.71]$$

Asimismo las potencias activas y reactivas al principio de línea serán:

$$P_1 = \bar{S}_1 \cos \Pi = \frac{U_1^2 D}{B} \cos(\angle_B \angle_D) \frac{U_1 U_2}{B} \cos(\angle_B + \tau_{M1}) \quad [9.72]$$

$$Q_1 = \bar{S}_1 \sin \Pi = \frac{U_1^2 D}{B} \sin(\angle_B \angle_D) \frac{U_1 U_2}{B} \sin(\angle_B + \tau_{M1}) \quad [9.73]$$

### 9.4.2 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:

$$\begin{aligned} - & - & - & - & = 3 \frac{\bar{V}_2 \bar{V}_2^*}{\bar{B}^*} \frac{\bar{V}_2 \bar{V}_2^* \bar{A}}{\bar{B}^*} \\ & & & & = 3 \frac{V_1 V_2}{B} \cos(\angle_B \tau_{M1}) \frac{V_1 A}{B} \cos(\angle_B \angle_A) \end{aligned}$$

Para realizar el último paso, se ha considerando que:  $V_2 = V_2 \angle 0^\circ$  y  $V_1 = V_1 \angle \tau_{M1}$  [9.75]

Si en lugar de expresar la potencia en función de las tensiones de fase se emplean las tensiones compuestas o de línea, tendremos:

$$S_{2LINEA} = 3 S_{2FASE} = \frac{U_1 \angle U_2}{B} \angle_{B-} \tau_{M1} \frac{U_2 \angle A}{B} \angle_{B-} \angle_{A-} \quad [9.76]$$

La deducción de las potencias activas y reactivas al final de línea es ahora inmediata:

$$P_2 = \bar{S}_2 \cos \Pi = \frac{U_1 \angle U_2}{B} \cos(\angle_{B-} \tau_{M1}) \frac{U_2 \angle A}{B} \cos(\angle_{B-} \angle_{A-}) \quad [9.77]$$

$$Q_2 = \bar{S}_2 \sin \Pi = \frac{U_1 \angle U_2}{B} \sin(\angle_{B-} \tau_{M1}) \frac{U_2 \angle A}{B} \sin(\angle_{B-} \angle_{A-}) \quad [9.78]$$

*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 a partir del método exacto de las constantes auxiliares.*

### 9.4.3 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 misma.

Pero estas ecuaciones también permiten obtener unas conclusiones interesantes, que nos ayudarán 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 puede atenderse en su extremo receptor será aquella para la que se cumpla:

$$\tau_{M1} = \angle_{B-} \quad \text{por tanto} \quad \cos(\angle_{B-} \tau_{M1}) = \cos 0^\circ = 1 \quad [9.79]$$

Se debe recordar que  $\tau_{M1}$  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:

$$P_{2MAX} = \frac{U_2 \angle U_1}{B} \frac{A \angle U_2}{B} \cos(\angle_{B-} \angle_{A-}) \quad [9.80]$$

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 ésta tiene un comportamiento ideal (no disipa potencia), entonces las constantes auxiliares tomarán los valores:

$$\bar{A} = (1 + j0) \quad \bar{B} H \bar{Z}_L = (R_L + jX_L) H X_L \quad \bar{C} = 0 \quad \bar{D} = (1 + j0) \quad [9.81]$$

La fórmula de la potencia valdrá:

$$\begin{aligned} P_2 &= \frac{U_1 \cdot U_2}{B} \cos(\angle_{B^-} \text{TM}_1) \frac{U_2 \cdot A}{B} \cos(\angle_{B^-} \langle A \rangle) = \\ &= \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cos(90^\circ - \text{TM}_1) \frac{U_2 \cdot 1}{X_L} \cos(90^\circ - 0^\circ) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \text{sen TM}_1 \end{aligned} \quad [9.82]$$

Esta potencia será máxima cuando del ángulo  $\text{TM}_1 = 90^\circ$ , entonces el  $\text{sen } 90^\circ = 1$ . Es decir:

$$P_{2\text{MAX}} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \text{sen}(\text{TM}_1) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \quad [9.83]$$

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  $\text{sen}(\text{TM}_1)$  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  $U_2$ .

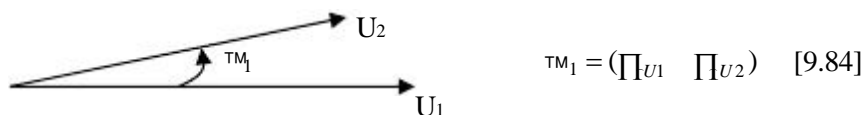


Fig. 9.4 Ángulo ( $\text{TM}_1$ ), que relaciona las tensiones inicial y final de línea

Esta es una condición muy importante, ya que nos determina que solamente cumpliéndose la condición de que el ángulo ( $\text{TM}_1$ ) vaya aumentando a medida que nos acercamos al origen de línea, es suficiente tanto para que  $\text{TM}_1$  como  $\text{sen TM}_1$  sean positivos y la potencia fluya de forma normal desde el origen de la línea hasta el final de la línea.

Si por el contrario, aunque la tensión en el principio de línea sea mayor (en módulo) que al final de la misma, 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.

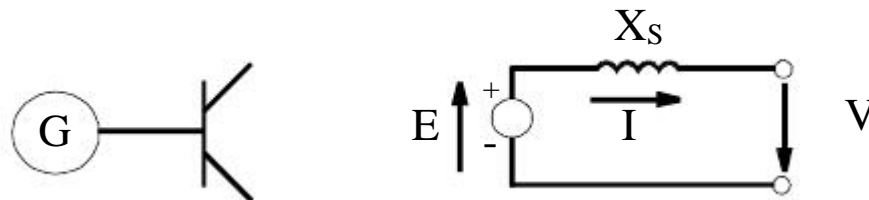


Fig. 9.5 Circuito equivalente de una máquina síncrona

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 aumentará 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 forma que:

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \sin(\tau_{M1}) = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L - X_C} = \frac{U^2}{(X_L - X_C)} \quad [9.85]$$

Siendo U el nivel de tensión de la línea y Xc 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 fuera cero, y que, por tanto, la potencia activa fuera infinita. Esto no es posible, ya que no debe olvidarse 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.

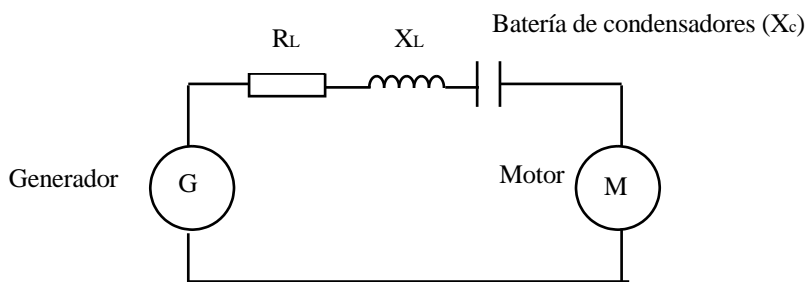


Fig. 9.6 Inclusión de una batería de condensadores en serie con la línea

- Sin la batería de condensadores:  $\bar{Z} = (R_L + jX_L)$  [9.86]
- Con la batería de condensadores:  $\bar{Z}^* = (R_L + jX_L - X_C)$  [9.87]
- En general, se cumplirá:  $\bar{Z} > \bar{Z}^*$  [9.88]

## 9.5 Regulación de la tensión en líneas eléctricas

Hasta ahora hemos visto cómo 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 ésta 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*), puede originarse una caída de tensión negativa, es decir, la tensión al final de línea puede elevarse por encima del valor nominal; dependiendo del nivel alcanzado, esta tensión puede llegar a 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, y por ahora, con objeto de no enmascarar los fenómenos más importantes de los cuales depende la caída de tensión, trabajaremos con la fórmula aproximada dada para líneas cortas, que como se vio, podía aproximarse mediante la siguiente expresión:

$$u = \frac{R_L \cdot P_2 + X_L \cdot Q_2}{U_2} \cdot 100 \quad [9.89]$$

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 o la potencia activa total.

- Sobre la resistencia no se actúa, ya que sólo 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 ésta es precisamente una magnitud que debemos mantener constante, para cubrir en cada momento las necesidades de los receptores (es uno de los factores de calidad).

Si la caída de tensión es negativa (caso muy poco frecuente, con excepción de líneas largas funcionando en vacío), los métodos a aplicar serán los siguientes:

- Elevar 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 sólo 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 comentados en los apartados siguientes.

### 9.5.1 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, si esta regulación pasa por compensar la misma.

#### 9.5.1.1 Métodos para la regulación de la tensión sin compensar la carga

Si no actuamos sobre la carga, existen al menos tres métodos para regular la tensión.

##### □ 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 parte 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 poco eficaz, ya que no existe proporcionalidad entre la variación de tensión en origen y la variación de tensión en el final del sistema; 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 necesitan esta elevación como de los que ya estaban bien alimentados.

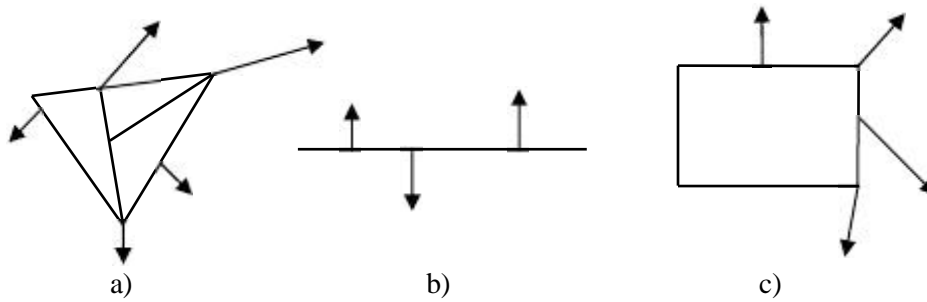


Fig. 9.7 Estructura en: a) malla b) antena y c) en anillo

Otra alternativa más eficaz consiste en elevar el nivel de la tensión nominal de la línea (es decir, al final de la misma); 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

Opción 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 fue estudiada con 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 de potencia activa al máximo.

$$P_{2MAX} = \frac{U^2}{(X_L - X_C)} \quad [9.90]$$

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.

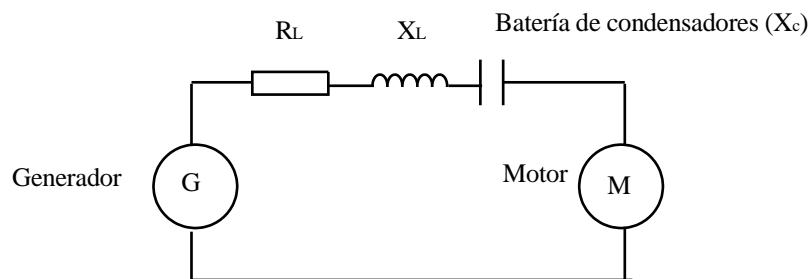


Fig. 9.8 Condensadores colocados en serie para compensar la reactancia inductiva

- 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 o nuclear (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 estar sometido a esfuerzos tan elevados que terminen provocando su ruptura.

### 9.5.1.2 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 están 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 dispone de alguna línea fuera de operación, ésta pueda ser utilizada para compensar potencia reactiva desde la subestación a la que esta conectada manteniéndola simplemente bajo tensión (efecto *Ferranti*).

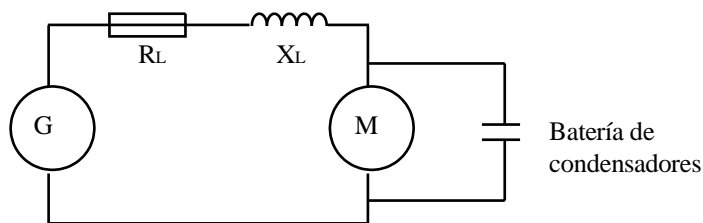


Fig. 9.9 Compensación paralelo de la carga mediante una batería de condensadores

- 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 *Ferranti*: 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.

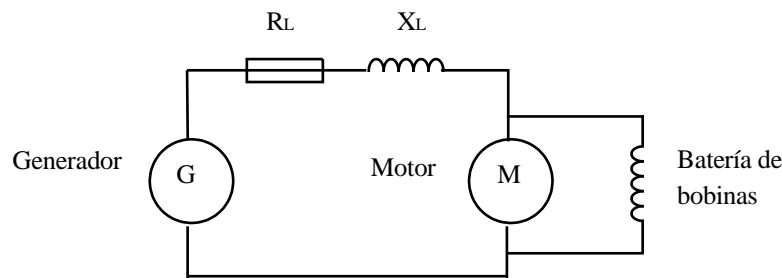


Fig. 9.10 Compensación paralelo de la carga mediante una batería de bobinas

- 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  $Q_2$ , 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 en sus dos sentidos: 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 ésta 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:

$$\bar{V} = \bar{E} + jX_L \bar{I} \quad [9.91]$$

Donde:  $V$  = la tensión fase-neutro en bornes del compensador  
 $E$  = la f.e.m. interna  
 $X_L$  = reactancia síncrona  
 $I$  = la intensidad por fase del estátor

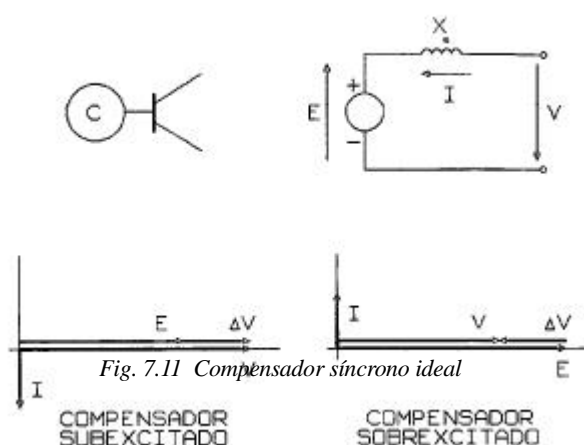
Según se muestra en la figura, la intensidad que la red inyecta en el compensador estará atrasada o adelantada  $\pm 90^\circ$  radianes según el módulo de la tensión en bornes sea más grande o más pequeño que el de la f.e.m. interna. Así, por tanto, el compensador funcionará como:

- 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 sobrexcitado 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  $90^\circ$  respecto a la tensión. Así la intensidad de este circuito, influido por la reactancia del generador, siempre retrasará  $90^\circ$  respecto a  $V$ , lo que permite que esta intensidad esté avanzada o atrasada  $90^\circ$  respecto a la tensión del compensador ( $V$ ), en la dirección que tome  $V$ , y ésta dependerá de lo excitado que esté el motor (si  $V > E$ , o si  $V < E$ ).

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 ésta 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.

$$P_{2MAX} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_L} \cdot \sin(\alpha) \quad [9.92]$$



#### □ 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.

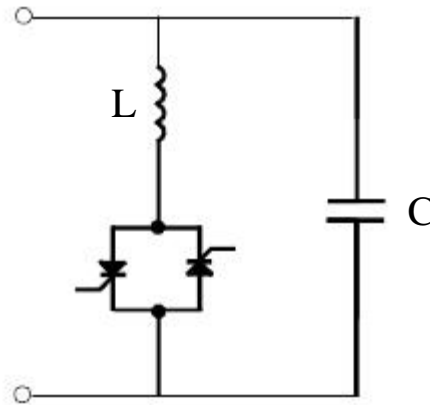


Fig. 9.12 Compensador estático de potencia reactiva

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 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:

$$Q_{TOTAL} = Q + 2Q = 3Q \quad [9.93]$$

En cambio, si por la bobina sólo pasa la mitad de su intensidad nominal, tendremos también la mitad de la carga reactiva inductiva, es decir:

$$Q_{TOTAL} = Q + Q = 2Q \quad [9.94]$$

Finalmente, si anulamos por completo la intensidad que circula por la bobina, anularemos también su potencia reactiva, con lo cual:

$$Q_{TOTAL} = Q + 0 = Q \quad [9.95]$$

### 9.5.2 Ventajas e inconvenientes de los métodos de compensación más utilizados

Como cualquier método, los analizados para compensar energía reactiva presentan ventajas e inconvenientes, siendo las más destacables:

- 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 se 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: sólo permiten compensar potencia reactiva en un sólo 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.

### 9.6 Cálculo de la potencia reactiva de compensación en 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, puentes de tiristores 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:

$$\bar{S}_{carga} = P_{carga} + jQ_{carga} \quad [9.96]$$

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 debe mantenerse constante.

Puesto que la compensación sólo afecta a la potencia reactiva, se puede utilizar la siguiente notación para designar la potencia activa y reactiva en final de línea:

$$P_2 = P_{carga} \quad Q_2 = Q_{carga} + Q_{comp} \quad [9.97]$$

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.

$$\begin{aligned}
 P_2 &= \frac{U_1 \odot U_2}{B} \cos(\angle_B \text{ TM}_1) & \frac{U_2^2 \odot A}{B} \cos(\angle_B \langle A) & \begin{matrix} \leftrightarrow \\ \uparrow \\ \leftarrow \\ \uparrow \\ \uparrow \end{matrix} \\
 Q_2 &= \frac{U_1 \odot U_2}{B} \text{ sen}(\angle_B \text{ TM}_1) & \frac{U_2^2 \odot A}{B} \text{ sen}(\angle_B \langle A) & \begin{matrix} \leftarrow \\ \uparrow \\ \uparrow \\ \uparrow \end{matrix}
 \end{aligned} \quad [9.98]$$

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:

$$\begin{aligned}
 P_2 &= k \odot \cos(\angle_B \text{ TM}_1) & k_p & \begin{matrix} \leftrightarrow \\ \uparrow \\ \leftarrow \\ \uparrow \\ \uparrow \end{matrix} \\
 Q_2 &= k \odot \text{ sen}(\angle_B \text{ TM}_1) & k_q & \begin{matrix} \leftarrow \\ \uparrow \\ \uparrow \\ \uparrow \end{matrix}
 \end{aligned} \quad [9.99]$$

Las constantes  $k$ ,  $k_p$  y  $k_q$  representan la agrupación de las magnitudes conocidas y constantes, tal y como queda reflejado a continuación:

$$k = \frac{U_1 \odot U_2}{B} \quad k_p = \frac{A \odot U_2}{B} \odot \cos(\angle_B \langle A) \quad k_q = \frac{A \odot U_2}{B} \odot \text{ sen}(\angle_B \langle A) \quad [9.100]$$

Se debe recordar que para líneas cortas se pueden asimilar las constantes auxiliares a los siguientes valores:

$$\bar{A} = \bar{D} = (1 + j0) = 1 \quad \bar{B} \text{ H } \bar{Z}_{LINEA} = (R_L + jX_L) \quad \bar{C} \text{ H } (0 + j0) \quad [9.101]$$

Con estos valores, los coeficientes  $K_{ij}$  quedan:

$$k = \frac{U_1 \odot U_2}{B} = \frac{U_1 \odot U_2}{Z_L} \quad [9.102]$$

$$k_p = \frac{A \odot U_2}{B} \odot \cos(\angle_B \langle A) = \frac{U_2}{Z_L} \cos[\angle_{Z, LINEA}] \quad [9.103]$$

$$k_q = \frac{A \odot U_2}{B} \odot \text{ sen}(\angle_B \langle A) = \frac{U_2}{Z_{LINEA}} \text{ sen}[\angle_{Z, LINEA}] \quad [9.104]$$

**Todos los parámetros son módulos, el ángulo sólo se usa para el sen o el cos.**

Despejando los términos en seno y coseno queda:

$$k \odot \cos(\angle_B \text{ TM}_1) = P_2 + k_p \quad k \odot \text{ sen}(\angle_B \text{ TM}_1) = Q_2 + k_q \quad [9.105]$$

Si disponemos las ecuaciones en forma de sumandos, las elevamos al cuadrado y sumamos sus términos, obtendremos:

$$\begin{aligned} (P_2 + k_p)^2 &= k^2 \cos^2(\theta_B - \theta_{TM_1}) \\ (Q_2 + k_q)^2 &= k^2 \sin^2(\theta_B - \theta_{TM_1}) \end{aligned} \quad [9.106]$$

$$\overline{(P_2 + k_p)^2 + (Q_2 + k_q)^2} = k^2$$

Operando con esta expresión hasta obtener una ecuación de segundo grado que nos permita obtener la variable desconocida  $Q_2$ :

$$Q_2^2 + k_q^2 + 2Q_2 k_q = k^2 - (P_2 + k_p)^2 \quad [9.107]$$

$$Q_2^2 + 2Q_2 k_q + k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2 = 0 \quad [9.108]$$

$$Q_2^2 + 2Q_2 k_q + [k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2] = 0 \quad [9.109]$$

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:

$$Q_2 = \frac{2k_q \pm \sqrt{4k_q^2 - 4[k_q^2 - k^2 + (P_2 + k_p)^2]}}{2} = k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2} \quad [9.110]$$

Es decir:

$$\boxed{Q_2 = k_q \pm \sqrt{k^2 - (P_2 + k_p)^2}} \quad [9.111]$$

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  $k$ ,  $k_p$  y  $k_q$ . 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 deberíamos tener para conseguir las nuevas condiciones de funcionamiento:

$$Q_2 = Q_{carga} + Q_{comp} \quad \textcircled{R} \quad \boxed{Q_{comp} = Q_2 - Q_{carga}} \quad [9.112]$$

Siendo el valor del condensador a colocar:

$$Q_{comp} = \frac{u_2^2}{X_C} \quad \textcircled{R} \quad \boxed{C = \frac{Q_{comp}}{\overline{U}_2^2}} \quad [9.113]$$

Quizás un esquema nos ayudará a comprender esta compensación:

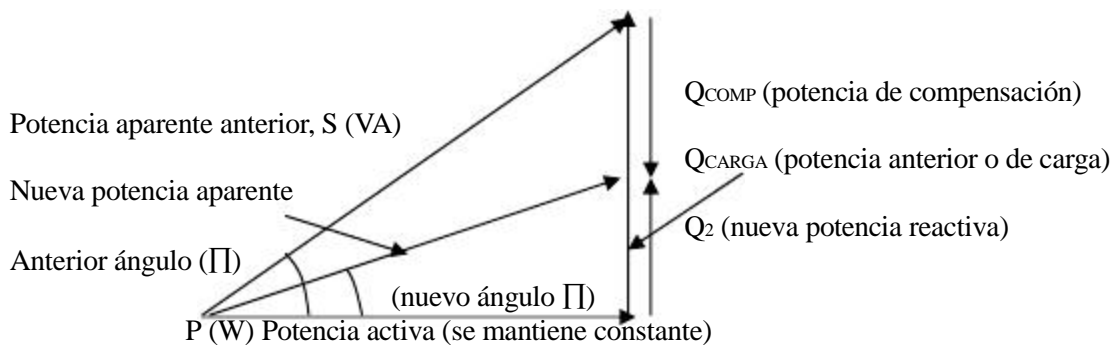


Fig. 9.13 Diagrama de potencias, antes y después de compensar la potencia reactiva

Es decir al cambiar  $Q_2$ , cambia la potencia aparente total ( $S_2$ ) y el ángulo total ( $\Pi_2$ ). Este cambio en el ángulo total provocará un cambio en el módulo y en el ángulo de la intensidad.

$$\bar{I}_{LINEA} = \frac{P_2}{U_2 \sqrt{3} \cos \Pi_2} \langle \Pi_U \ \Pi \rangle \quad [9.114]$$

Y este cambio en el módulo de la intensidad será el responsable del cambio de valor de la tensión final, que tomará el valor predeterminado por los cálculos.

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 + \bar{Z}_{LINEA} \bar{I}_{LINEA} \quad [9.115]$$

## 9.7 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.*

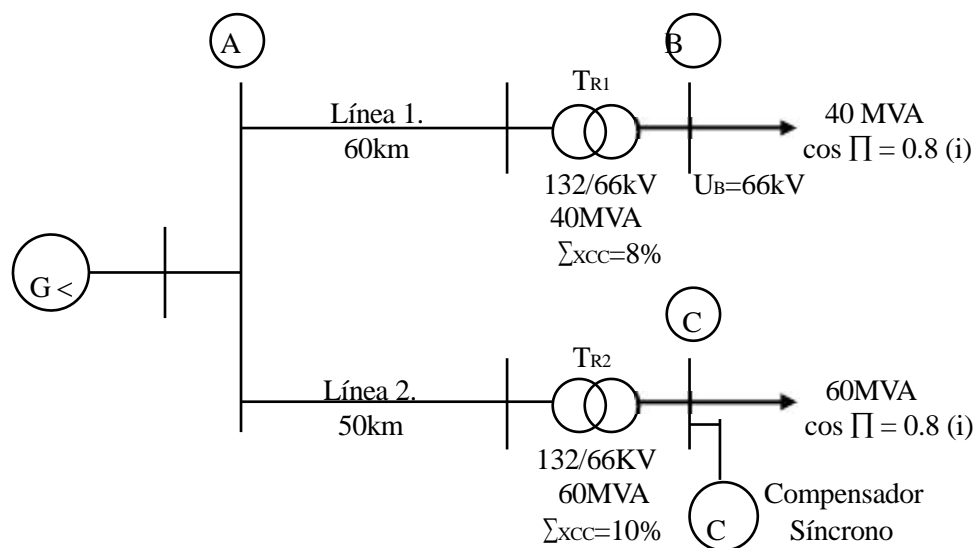


Fig. 9.14 Sistema de potencia completo del sistema estudiado

□ **Datos:**

- Impedancias de línea:  $Z_{L1} = Z_{L2} = (0.06 + j0.42) \ \&/km$ .
- 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 66 kV, ¿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 66 kV?
- 3 Manteniendo la tensión anterior en barras “B”, ¿cuál será la nueva tensión en barras “C” si la potencia reactiva que entrega el compensador síncrono asciende a  $Q_{comp} = -6\text{MVAR}$ ?
- 4 ¿Cuál será el rendimiento total del sistema de potencia ( $\eta_T$ ) visto desde las barras “A”, con las condiciones halladas en el apartado anterior (apartado nº 3)?

□ **Resolución:**

Las representación de las impedancias de los distintos componentes eléctricos se detalla en la siguiente figura:

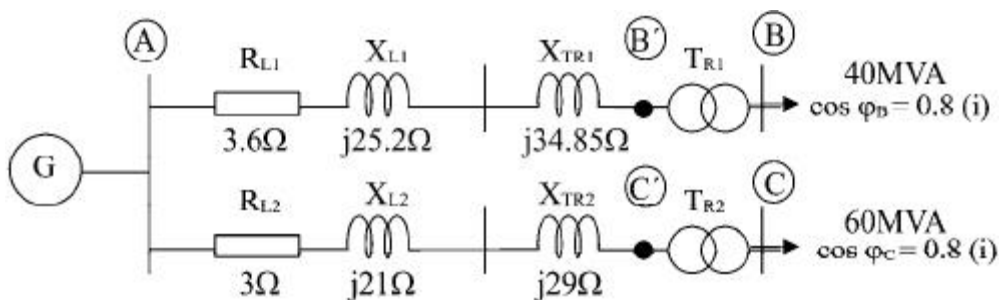


Fig. 9.15 Resistencias y reactancias del esquema de potencia



### Cálculo de los parámetros eléctricos principales

#### Líneas 1º y 2º:

- Línea nº 1:  $\bar{Z}_{L1} = (R_1 + jX_1) = (0.06 + j0.42) @ 60 = (3.6 + j25.2) = 25.46 \angle 81.87^\circ \ \&$
- Línea nº 2:  $\bar{Z}_{L2} = (R_2 + jX_2) = (0.06 + j0.42) @ 50 = (3 + j21) = 21.21 \angle 81.87^\circ \ \&$

#### Transformadores $T_{R1}$ y $T_{R2}$ :

- Transformador  $T_{R1}$ :  $X_{TR1} = \frac{U_{TR1}^2}{S_{TR1}} \sum_{XCC} = \frac{132^2}{40} 0.08 = j34.85 \ \&$
- Transformador  $T_{R2}$ :  $X_{TR2} = \frac{U_{TR2}^2}{S_{TR2}} \sum_{XCC} = \frac{132^2}{60} 0.1 = j29 \ \&$

#### Relaciones de transformación:

- Para los dos transformadores será:  $m = \frac{\bar{U}_1}{U_2} = \frac{132}{66} = 2$

Nótese que la tensión que se ha colocado en las ecuaciones de los transformadores es la correspondiente al lado de alta tensión (132 kV, barras "B" y "C"). El motivo es que todo el problema se resolverá en este lado de los transformadores (las líneas, el generador, etc. se encuentra en el mismo). 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 iguales en el lado de baja tensión y en el lado de la alta tensión de los transformadores, manteniéndose asimismo la frecuencia.

#### Las potencias activas, reactivas, aparentes y ángulos totales, serán en "B" y "C":

$$\begin{aligned} S_B &= (P_B + jQ_B) = (32 + j24) = 40 \angle 36.87^\circ \text{ MVA} \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \angle_{T-B}) \\ S_C &= (P_C + jQ_C) = (48 + j36) = 60 \angle 36.87^\circ \text{ MVA} \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \angle_{T-C}) \end{aligned}$$

#### Las potencias activas, reactivas, aparentes y ángulos totales, serán en "B" y "C":

$$\begin{aligned} S_B &= (P_B + jQ_B) = (32 + j24) = 40 \angle 36.87^\circ \text{ MVA} \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \angle_{T-B}) \\ S_C &= (P_C + jQ_C) = (48 + j36) = 60 \angle 36.87^\circ \text{ MVA} \quad (\text{Siendo } 36.87^\circ \text{ el ángulo } \angle_{T-C}) \end{aligned}$$

### 9.7.1 Hallar la tensión en barras "C", suponiendo que en barras "B" tenemos los 66kV constantes y que no efectuamos ningún tipo de compensación

$$\text{La tensión en barras "B" (lado de baja tensión) será: } V_B = \frac{\bar{U}_B}{3} = \frac{66000}{3} = 38105.1 \angle 0^\circ \text{ V}$$

La tensión en barras "B' " (lado de alta tensión) será:  $V_{B'} = \frac{\bar{U}_{B'}}{\sqrt{3}} = \frac{132000}{\sqrt{3}} = 76210.2 \text{ } 0^\circ V$

*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:

$$\bar{Z}_{AB'} = (R_{L1} + j(X_{L1} + X_{TR1})) = (3.6 + j60.05) = 60.16 \text{ } 86.6^\circ \ \&$$

Por tanto la intensidad que circula de "A" a "B' " será:

$$\bar{I}_{AB'} = \frac{P_B}{U_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \theta_B} (\Pi_{UB'} \ \Pi_{B'}) = \frac{32.000.000}{132.000 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 36.87^\circ} \text{ } 36.87^\circ = 174.95 \text{ } 36.87^\circ A$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en barras "B' " siempre puede ser  $0^\circ$ , al ser una tensión final de línea.

Buscamos la tensión en barras "A":

$$V_A = V_{B'} + Z_{AB'} \cdot I_{AB'} = 76210.23 \text{ } 0^\circ + 10525.3 \text{ } 49.73^\circ = 83401.2 \text{ } 5.52^\circ V$$

Por tanto la tensión de línea será:

$$U_A = V_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2 \text{ } 5.52^\circ V$$

**El valor de la tensión en barras "A" no cambiará de valor a menos que cambie la línea "AB' ", o bien, cambiemos las condiciones eléctricas de las barras "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 en teoría para estos casos:

$$U_C + \left[ 2(R_{AC} \cdot P_C + X_{AC} \cdot Q_C) \right] \frac{U_C}{2} + (Z_{AC} \cdot S_C) = 0$$

Con los siguientes valores:

$$P_C = 48MW \quad Q_C = 36MVAR \quad S_C = 60 \text{ } 36.87^\circ MVA \quad U_A = 144455.2 \text{ } 5.52^\circ V$$

$$Z_{AC} = (R_{AC} + j(X_{AC} + X_{TR2})) = (3 + j(21 + 29)) = (3 + j50) = 50 \text{ } 86.6^\circ \ \&$$

Aplicando estos valores obtenemos (recordando que las unidades son MW, MVAR, MVA, &, o kV):

$$U_C + \left[ 2(3 \cdot 48 + 50 \cdot 36) \right] \frac{U_C}{2} + (50 \cdot 60) = 0$$

$$U_C \text{ } 16976.36U_C + 9.000.000 = 0$$

$$U_C = 128173V$$

No conocemos el ángulo, pero lo podemos suponer de  $0^\circ$ , así:  $\bar{U}_C = 128173 \angle 0^\circ V$

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), y tendremos:

$$\bar{U}_{C,66KV} = \frac{\bar{U}_{C,132KV}}{2} = \frac{\bar{U}_C}{2} = \frac{128173 \angle 0^\circ}{2} = 64086.5 \angle 0^\circ V$$

Pero vamos a comprobar que este valor es correcto. Para ello, y con la tensión hallada (en el lado del transformador correspondiente a 132 kV), buscaremos la  $I_{AC}$ .

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \angle \sqrt{3} \angle \cos \Pi_C} (\Pi_{UC} \quad \Pi_C) = \frac{48.000.000}{128173 \angle \sqrt{3} \angle \cos 36.87^\circ} (\angle 0^\circ \quad 36.87^\circ) = 270.26 \quad 36.87^\circ A$$

El ángulo de la tensión en  $(\Pi_{UC})$  lo hemos supuesto de  $0^\circ$ , y el ángulo total en barras "C" de  $36.87^\circ$ , según el enunciado.

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras "A":

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C + \bar{Z}_{AC} \angle \bar{I}_{AC} = \frac{128173 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} + 13513 \angle 49.73^\circ = 83375.4 \angle 7.1^\circ V$$

Por tanto la tensión de línea será:  $\bar{U}_A = \bar{V}_A \angle \sqrt{3} = 144410 \angle 7.1^\circ V$

Valor prácticamente idéntico al hallado anteriormente, por lo que damos por bueno el resultado.

### 9.7.2 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:

- Si no modificamos las condiciones eléctricas en barras "B" (o "B'"), no se puede modificar la tensión en las barras "A". Por tanto, ésta 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 66 kV, en el lado de baja tensión del transformador segundo, al otro lado del transformador, es decir, en el lado de alta tensión (barras "C'"), siempre trabajaremos en este lado del transformador que da al circuito), tendremos 132 kV.
- 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  $k_{ij}$  considerados para una línea corta:

$$k = \frac{U_1 \angle U_2}{B} = \frac{U_1 \angle U_2}{Z_L}$$

$$k_p = \frac{A \angle U_2}{B} \cos(\angle_B - \angle_A) = \frac{U_2}{Z_L} \cos \Pi_{Z.LINEA}$$

$$k_q = \frac{A \angle U_2}{B} \sin(\angle_B - \angle_A) = \frac{U_2}{Z_{LINEA}} \sin \Pi_{Z.LINEA}$$

*Todos los parámetros son módulos, el ángulo sólo se usa para el sen o el cos.*

En nuestro caso, los valores a aplicar son:

$$P_C = 48MW \quad Q_C = 36MVAR \quad \bar{S}_C = 60 \angle 36.87^\circ MVA$$

$$\bar{U}_A = 144455.2 \angle 5.52^\circ V \quad \bar{Z}_{AC} = (3 + j50) = 50 \angle 86.6^\circ \Omega$$

Y con el valor pedido por el enunciado, ya pasado al lado de alta tensión del transformador:

$$\bar{U}_C = 132.000 \angle 0^\circ V$$

Ahora ya podemos calcular los coeficientes  $k_{ij}$ :

$$k = \frac{U_1 \angle U_2}{B} = \frac{U_A \angle U_C}{Z_{LINEA AC}} = \frac{144.455 \angle 132}{50} = 381.36$$

$$k_p = \frac{A \angle U_2}{B} \cos(\angle_B - \angle_A) = \frac{U_C^2}{Z_{LINEA AC}} \cos \Pi_{Z.LINEA AC} = \frac{132^2}{50} \cos 86.6^\circ = 20.67$$

$$k_q = \frac{A \angle U_2}{B} \sin(\angle_B - \angle_A) = \frac{U_C^2}{Z_{LINEA AC}} \sin \Pi_{Z.LINEA AC} = \frac{132^2}{50} \sin 86.6^\circ = 347.87$$

Por tanto, la nueva potencia reactiva que deberá existir en las barras "C" será:

$$Q_C = k_q \pm \sqrt{k^2 (P_C + k_p)^2} = 347.87 \pm 375.126 = 27.26MVAR$$

Es decir, nosotros teníamos una  $Q_C = 36MVAR$ , y deberíamos tener una  $Q_C = 27.26MVAR$ .

Con este nuevo valor nos cambiará el ángulo total en barras "C", que pasará a valer:

$$\Pi_C = \arctan \frac{Q_C \text{ NUEVA}}{P_C} = \arctan \frac{27.26}{48} = \arctan 0.5679 = 29.59^\circ$$

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:

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_{C \text{ NUEVA}}) = (48 + j27.26) = 55.2 \angle 29.6^\circ \text{ MVA}$$

Este nuevo ángulo total cambiará el módulo y el ángulo de la intensidad que fluye desde "A" hasta "C":

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \angle \sqrt{3} \cos \theta_C} (\angle U_C - \theta_C) = \frac{48.000.000}{132000 \angle \sqrt{3} \cos 29.6^\circ} \angle 29.6^\circ = 241.46 \angle 29.6^\circ \text{ A}$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en ( $\angle U_C$ ) lo hemos supuesto de  $0^\circ$ .

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras "A":

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C + \bar{Z}_{AC} \angle \bar{I}_{AC} = \frac{132000 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} + 12073 \angle 57^\circ = 83402.5 \angle 6.97^\circ \text{ V}$$

Por tanto la tensión de línea será:  $\bar{U}_A = \bar{V}_A \angle \sqrt{3} = 144457 \angle 6.97^\circ \text{ V}$

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, que 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 66 kV (se debe recordar que el compensador síncrono está situado en las barras "C", y por tanto en el lado de baja tensión del transformador):

$$C = \frac{Q_{comp}}{\angle U^2} = \frac{-8.74}{\angle 66^2} = -6.38 \mu\text{F} \quad (\text{a } 66 \text{ kV})$$

**9.7.3 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 es  $Q_{comp} = -6 \text{ MVAR}$ ?**

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" variarán, 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.)

$$Q_C = Q_{comp} + Q_{carga anterior} = 6 + 36 = 30MVAR$$

El nuevo ángulo total en "C" valdrá (calculando la potencia aparente total en barras "C"):

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_{C NUEVA}) = (48 + j30) = 56.6 \ 32^\circ MVA$$

Es decir, conocemos los siguientes parámetros en barras "C":

$$\bar{S}_C = (P_C + jQ_{C NUEVA}) = 56.6 \ 32^\circ MVA \quad P_C = 48MW \quad Q_C = 30MVAR$$

$$\Pi_C = 32^\circ \quad \bar{Z}_{AC} = (R_{AC} + jX_{AC}) = (3 + j50) = 50 \ 86.6^\circ \ \&$$

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.

La tensión en barras "A" tiene un valor de:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \ \sqrt{3} = 144455.2 \ 5.52^\circ V$$

Por tanto, se podrá aplicar la ecuación:

$$U_C + [2(R_{AC} \ \text{Re} P_C + X_{AC} \ \text{Re} Q_C) U_{AC} U_C + (Z_{AC} \ \text{Re} S_C)] = 0^2$$

Resolviendo para nuestros valores, obtendremos:

$$U_C + [2(3 \ \text{Re} 48 + 50 \ \text{Re} 30) \ 144.455^2 U_C + (56.6 \ \text{Re} 50)] = 0$$

$$U_C^4 \ 17579.25 U_C^2 + 8008900 = 0$$

$$U_C = 130810V$$

No conocemos el ángulo, pero lo podemos suponer de  $0^\circ$ , así:  $U_C = 130810 \ 0^\circ V$

Sólo nos queda pasarlo por el transformador (ya que los resultados nos los piden en el lado de baja tensión), y recordando que la relación de transformación es 2, tendremos:

$$\bar{U}_{C.66KV} = \bar{U}_C = \frac{\bar{U}_{C.132KV}}{2} = \frac{130810 \ 0^\circ}{2} = 65405 \ 0^\circ V$$

Pero vamos a comprobar que este valor es correcto. Para ello, y con la tensión hallada (en el lado del transformador correspondiente a 132 kV), buscaremos la  $I_{AC}$ .

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_C} (\Pi_{UC} \quad \Pi_C) = \frac{48000000}{130810 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 32^\circ} (0 \quad 32^\circ) = 249.8 \quad 32^\circ \text{ A}$$

Se debe recordar que el ángulo de la tensión en  $(\Pi_{UC})$  lo hemos supuesto de  $0^\circ$ , y que el ángulo total de "C" es de  $32^\circ$ , según hemos hallado.

Buscamos, de nuevo, la tensión en barras "A":

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C + \bar{Z}_{AC} \cdot \bar{I}_{AC} = \frac{130810 \quad 0^\circ}{\sqrt{3}} + 12490 \quad 54.6^\circ = 83382.8 \quad 7^\circ \text{ V}$$

Por tanto la tensión de línea será:  $\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144423 \quad 7^\circ \text{ V}$

Valor prácticamente idéntico al hallado al principio del problema, por lo que damos por bueno el resultado.

#### 9.7.4 ¿Cuál será el rendimiento total del sistema de potencia, visto desde las barras "A", para las condiciones halladas en el apartado 9.3?

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, barras "B" y barras "C" (o bien, en barras "B" y barras "C", ya que los valores de las potencias coinciden). Recordando la fórmula que nos define el rendimiento de una instalación de estas características es:

$$\eta = \frac{P_{SALIDA}}{P_{GENERADA}} \cdot 100 = \frac{P_B + P_C}{P_A} \cdot 100$$

Las potencias de salida son conocidas, siendo 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 resistencias que aumenten la potencia activa entregada por el generador.

Para el cálculo de la potencia activa en barras "A", se seguirán dos métodos alternativos:

##### 9.7.4.1 1<sup>er</sup> método: buscamos por separado las potencias que fluyen desde las barras "B", y de las barras "C", hasta las barras "A"

$$P_{AC} = U_A \cdot I_{AC} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_A \quad \text{y} \quad P_{AB} = U_B \cdot I_{AB} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_A$$

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:

$$\Pi_{AB'} = (\Pi_{UB} \quad \Pi_{AB'}) \quad \text{y} \quad \Pi_{AC} = (\Pi_{UA} \quad \Pi_{AC})$$

Finalmente, se hallarán las intensidades que fluirán por las líneas "AB'" y "AC'".

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_C} (\Pi_{UC} \quad \Pi_C) \quad \text{y} \quad \bar{I}_{AB'} = \frac{P_{B'}}{U_{B'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_{B'}} (\Pi_{UB'} \quad \Pi_{B'})$$

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:

$$\bar{I}_{AC} = \frac{P_C}{U_C \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_C} (\Pi_{UC} \quad \Pi_C) = 249.8 \quad 32^\circ \text{ A (Valor hallado en el apartado nº 3).}$$

$$\bar{I}_{AB'} = \frac{P_{B'}}{U_{B'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_{B'}} (\Pi_{UB'} \quad \Pi_{B'}) = 174.95 \quad 36.87^\circ \text{ A (Valor hallado en el apartado nº 1)}$$

La tensión en barras "A", hallada en el apartado nº 1, será:

$$\bar{U}_A = 144455.2 \quad 5.52^\circ \text{ V}$$

Los ángulos que le corresponderán a las barras "A", vistos desde barras "C'", o desde barras "B'", serán los siguientes:

$$\Pi_{AC} = (\Pi_{UA} \quad \Pi_{AC}) = (5.52^\circ \quad (32^\circ)) = 37.52^\circ$$

$$\Pi_{AB'} = (\Pi_{UA} \quad \Pi_{AB'}) = (5.52^\circ \quad (36.87^\circ)) = 42.39^\circ$$

Es importante notar, llegado 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 las barras "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 80 km) serán las mismas que lleguen a las barras "A". Este es el motivo por el 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":

$$P_{AC} = U_A \cdot I_{AC} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_A = 144455.2 \cdot 249.8 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 37.52^\circ = 49572010 \text{ W}$$

$$P_{AB'} = U_A \cdot I_{AB'} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_A = 144452.2 \cdot 174.95 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos 42.39^\circ = 32328993 \text{ W}$$



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:

$$P_{TOTAL A} = P_{AC} + P_{AB'} = 49.57 + 32.33 = 81.9 MW$$

$$\bar{I}_{TOTAL A} = \bar{I}_{AC} + \bar{I}_{AB'} = 249.8 \quad 32^\circ + 174.95 \quad 36.87^\circ = 424.37 \quad 34^\circ A$$

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, hallar ahora 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:

$$Q_{AC} = U_A \cdot I_{AC} \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \theta_A = 144455.2 \cdot 249.8 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 37.52^\circ = 38065441 MVAR$$

$$Q_{AB'} = U_A \cdot I_{AB'} \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \theta_A = 144452.2 \cdot 174.95 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin 42.39^\circ = 29510081 MVAR$$

Que sumadas nos dan la potencia total reactiva en barras "A".

$$Q_{TOTAL A} = Q_{AC} + Q_{AB'} = 38.0 + 29.51 = 67.51 MVAR$$

Finalmente, la potencia aparente total en barras "A" será ahora fácilmente calculable, conocidas las potencias totales activas y reactivas en dichas barras:

$$\bar{S}_A = (P_A + jQ_A) = (81.9 + j67.51) = 106.14 \quad 39.50^\circ MVA$$

El ángulo total, por supuesto, coincide con el hallado por otros métodos.

#### 9.7.4.2 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":

$$P_{TOTAL A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \theta_A$$

Nosotros conocemos todos los parámetros de la fórmula anterior, excepto el ángulo total, pero éste 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:

$$\bar{I}_{TOTAL A} = \bar{I}_{AC} + \bar{I}_{AB'} = 249.8 \quad 32^\circ + 174.95 \quad 36.87^\circ = 424.37 \quad 34^\circ A$$

Por su parte la tensión en barras "A" (que es única), ya se calculó en el primer apartado de este problema. Su valor era:

$$\bar{U}_A = \bar{V}_A \cdot \sqrt{3} = 144455.2 \cdot 1.732 = 250000 \text{ V}$$

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".

$$\Pi_A = \Pi_{\hat{U}_A} - \Pi_{\hat{I}_A} = 5.52^\circ - (-34^\circ) = 39.52^\circ$$

Con todos estos valores, ya podemos hallar la potencia activa total en barras "A":

$$P_{TOTAL A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_A = 144455.2 \cdot 424.37 \cdot 1.732 \cdot \cos 39.52^\circ = 81906718 \text{ W}$$

Valor exacto al hallado con el primer método.

Las restantes potencias también son de cálculo inmediato. Para la potencia reactiva tendremos:

$$Q_{TOTAL A} = U_A \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_A = 144455.2 \cdot 424.37 \cdot 1.732 \cdot \sin 39.52^\circ = 67566721 \text{ VAR}$$

Y para la potencia total aparente:

$$\bar{S}_A = (P_A + jQ_A) = (81.9 + j67.57) = 106.17 \cdot 39.52^\circ \text{ MVA}$$

El ángulo total, por supuesto, coincide con el hallado anteriormente.

## 9.8 Cuestiones y problemas

### Cuestiones

- 1 ¿Qué requisitos deben cumplir las líneas de transporte de energía eléctrica? ¿Cuáles son los condicionantes eléctricos y mecánicos del transporte de energía eléctrica? ¿Qué condicionantes son los dados por ley?
- 2 ¿De cuántas formas puede expresarse una magnitud eléctrica? ¿Cuál es la más recomendable? ¿Por qué?
- 3 ¿Qué suposiciones se toman en consideración para la obtención de las fórmulas de cálculo de las líneas eléctricas aéreas?
- 4 ¿Cuáles son los pasos a seguir si son conocidas las siguientes magnitudes eléctricas:  $U_2$ ,  $P_2$ ,  $\Pi_2$ , y las constantes de línea  $A$ ,  $B$ ,  $C$ , y  $D$ , para la obtención de los restantes valores de las magnitudes eléctricas, tanto del principio de línea como del final de la misma?
- 5 ¿Cuáles son los pasos a seguir si son conocidas las siguientes magnitudes eléctricas  $U_1$ ,  $P_1$ ,  $\Pi_1$ , y las constantes de línea  $A$ ,  $B$ ,  $C$ , y  $D$ , para la obtención de los restantes valores de las magnitudes eléctricas, tanto del principio de línea como del final de la misma?
- 5 ¿Cuáles son los pasos a seguir si son conocidas las siguientes magnitudes eléctricas  $U_1$ ,  $P_2$ ,  $\Pi_2$ , y las constantes de línea  $A$ ,  $B$ ,  $C$ , y  $D$ , para la obtención de los restantes valores de las magnitudes eléctricas, tanto del principio de línea como del final de la misma?

- 7 Indicar las fórmulas a aplicar para obtener la caída de tensión aproximada de una línea eléctrica corta.
- 8 De la fórmula anterior: ¿qué parámetros podemos modificar? ¿Cuáles no son modificables y por qué? ¿Cuándo es positiva la caída de tensión de una línea? ¿En qué supuesto puede ser esta caída de tensión negativa?
- 9 Demostrar cómo se pueden obtener las potencias  $P_1$ ,  $Q_1$ , y  $S_1$  (flujo de potencia al inicio de una línea eléctrica), en función de las tensiones de línea  $U_1$ , y  $U_2$ , y de las constantes auxiliares ( $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ).
- 10 Demostrar cómo se pueden obtener las potencias  $P_2$ ,  $Q_2$ , y  $S_2$  (flujo de potencia al final de una línea eléctrica), en función de las tensiones de línea  $U_1$ , y  $U_2$ , y de las constantes auxiliares ( $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ).
- 11 ¿Cómo se obtiene la fórmula que nos determina la potencia activa máxima exacta que puede existir al final de una línea eléctrica? ¿Y la fórmula de la potencia activa simplificada del final de línea considerando una línea corta?
- 12 Con referencia a la potencia aproximada que puede transportar una línea eléctrica: ¿qué condición es indispensable para que el flujo de potencia vaya en un sentido determinado? ¿Cómo se puede aumentar el flujo de potencia de una línea eléctrica (indicar dos formas)?
- 13 ¿En qué condiciones se puede dar una caída de tensión muy elevada? ¿Qué efectos produce una caída de tensión muy elevada?
- 14 ¿En qué condiciones se puede dar una caída de tensión negativa? ¿Qué efectos produce una caída de tensión negativa?
- 15 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión por medio del control de la tensión? ¿Qué ventajas ofrece la regulación de la tensión desde el principio de línea? ¿Y cuáles son sus limitaciones? ¿Qué ventajas ofrece la regulación de la tensión desde el final de línea? ¿Y cuáles son sus limitaciones?
- 16 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión por medio del empleo de los transformadores? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método?
- 17 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de condensadores colocados en serie con la línea? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método?
- 18 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de baterías de condensadores colocados en paralelo con una carga inductiva? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método? ¿De qué otra forma es posible regular la tensión con cargas inductivas mediante el mismo método?
- 19 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de baterías de bobinas colocadas en paralelo con una carga capacitiva? ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrece este método?
- 20 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de compensadores síncronos? ¿Cómo se puede conseguir que un motor represente una carga capacitiva? ¿Y una carga inductiva? ¿Por qué el motor debe funcionar en vacío? ¿Se modifica la potencia activa con este método?
- 21 ¿En qué consiste el método de la regulación de la tensión mediante el empleo de compensadores estáticos? ¿Cómo funciona un tiristor? ¿Por qué debe de existir una formación antiparalelo de tiristores para que el sistema sea eficaz en alterna? ¿Cómo puede conseguirse un margen de variación de potencia reactiva simétrica?
- 22 Enumerar las ventajas e inconvenientes de los métodos de compensación de energía reactiva (actuando sobre la carga), indicando en orden decreciente desde el más efectivo hasta el método más sencillo.
- 23 Indicar cuál es la fórmula para determinar la potencia reactiva de compensación a efectuar en una línea? ¿Qué significa cada término?
- 24 ¿Cuáles son los parámetros que mantendremos constante en la ecuación anterior? ¿Cómo es posible, con sólo modificar la potencia reactiva, obtener las tensiones deseadas?

- 25 ¿Qué significado tiene que la potencia reactiva de compensación hallada sea mayor que cero?  
¿Qué significado tiene que la potencia reactiva de compensación hallada sea menor de cero?

### **Problemas**

Para la resolución de problemas o la consulta de problemas resueltos, remitimos al lector a la obra *Cálculo de líneas eléctricas* (de la misma editorial y autor), donde se presenta un capítulo con problemas sobre líneas eléctricas completamente resueltos, así como un capítulo con enunciados de problemas con sus respectivas soluciones.

## V Generación de la energía eléctrica

### Presentación

No podía faltar, en una obra dedicada a la electricidad, un módulo referente a la generación de la energía eléctrica en sus más diversas variedades. Así las energías convencionales y las energías renovables serán expuestas con rigor, ya que constituyen el primer eslabón de todo sistema eléctrico y al que actualmente, por diversas razones, principalmente medioambientales, se están dedicando un gran número de recursos técnicos, humanos y económicos.

Concretamente, el primer capítulo dedicado a las energías renovables (energía eólica, fototérmica, fotovoltaica, de la biomasa, geotérmica y marina) realiza un repaso por cada una de estas energías respetuosas con el medioambiente. De esta forma, se tratan tanto las energías rentables en la actualidad como las que según los expertos deberán esperar a un futuro próximo para ser ampliamente utilizadas, las energías de origen marino. De cada una de estas energías se expone su principio de funcionamiento, sus variantes, sus partes constructivas y sus aplicaciones, así como sus ventajas y limitaciones. Al final de cada sistema energético se analizan los aspectos medioambientales, así como las medidas correctoras que en cada caso se deben de aplicar. El estudio de cada sistema energético concluye con una visión hacia un futuro próximo, ya que estas energías, o al menos algunas de ellas, se encuentran todavía en periodo de investigación o prueba y, por tanto, resulta interesante conocer sus perspectivas futuras.

En el segundo capítulo, que versa sobre las energías convencionales, se tratan todas las variantes de las centrales eléctricas convencionales. Se expone, en primer lugar, la evolución habida en España referente a la generación eléctrica, así como las mejoras que se han ido incorporando y la situación actual. A continuación, se explican las características más importantes de las centrales hidroeléctricas, detallándose sus variantes (las minicentrales eléctricas y las centrales eléctricas de bombeo). Posteriormente, son las centrales térmicas clásicas las analizadas también en sus más diversas variantes (con combustible sólido, líquido o en forma de gas), para finalizar con el estudio de las centrales nucleares de fisión. De cada una de estas centrales se detallan: sus principios de funcionamiento, partes constructivas, variantes y aplicaciones más importantes. Asimismo, se exponen las ventajas e inconvenientes que la utilización de cada sistema energético lleva consigo. Finalmente, de cada tipo de central se analizan los problemas medioambientales con los que se enfrentan, así como las técnicas que se emplean para minimizarlos.

Unas cuestiones y ejercicios al final de cada capítulo permiten al lector evaluar su nivel de asimilación de la materia, aparte de resultar una forma rápida de repasar, *a posteriori*, cualquier duda o concepto sobre un capítulo.

## Contenidos

- Capítulo X: Energías renovables
- Capítulo XI: Centrales eléctricas convencionales

## Objetivos

### **Energías renovables**

- Introducir al lector en los problemas energéticos actuales y en la conveniencia de la utilización de las energías renovables.
- Conocer la energía eólica: tipos de aerogeneradores, partes de los aerogeneradores, técnica de generación y transporte.
- Saber las aplicaciones de la energía eólica, así como sus ventajas e inconvenientes.
- Conocer el impacto ambiental de la energía eólica, así como sus perspectivas futuras.
- Conocer la energía solar fototérmica: principios de funcionamiento de los sistemas solares fototérmicos.
- Conocer los sistemas a baja, media y alta temperatura.
- Saber las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de los sistemas térmicos solares.
- Saber las repercusiones medioambientales de los sistemas fototérmicos.
- Conocer la energía solar fotovoltaica: principios de funcionamiento, generación y transporte.
- Identificar las pérdidas en la generación fotovoltaica.
- Saber los tipos de células y paneles fotovoltaicos existentes.
- Conocer las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de los sistemas solares fotovoltaicos.
- Saber las repercusiones medioambientales de los sistemas fotovoltaicos.
- Conocer la energía de la biomasa: fundamentos y estado actual.
- Conocer los tipos de aprovechamientos con energía de biomasa y su potencial energético.
- Saber las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de los sistemas energéticos con biomasa.
- Conocer las repercusiones medioambientales de la biomasa.
- Conocer la energía geotérmica: campos geotérmicos explotables, y fundamentos técnicos.
- Saber identificar los tipos de instalaciones geotérmicas.
- Conocer las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de la energía geotérmica.
- Saber las repercusiones medioambientales de los sistemas geotérmicos.
- Conocer la energía de origen marino: fundamentos y estado actual.
- Disponer de los conocimientos básicos sobre las energías: de las mareas, de las olas, de la energía térmica oceánica, de la energía de osmosis y de la energía de las corrientes marinas.
- Conocer las aplicaciones, ventajas e inconvenientes de cada una de las energías marinas.
- Saber las repercusiones medioambientales de las energías de origen marino.

### **Centrales eléctricas convencionales**

- Introducir al lector en los problemas de la generación de la energía eléctrica.
- Distinguir entre energías convencionales y energías alternativas.
- Distinguir entre los diversos tipos de centrales eléctricas.
- Saber los recursos naturales con los que cuenta España para la generación de energía.
- Conocer la clasificación de las centrales eléctricas en España.
- Conocer las centrales hidroeléctricas. Las minicentrales eléctricas y las centrales de bombeo.
- Identificar los tipos de centrales térmicas convencionales.
- Saber las variaciones constructivas que experimentan las centrales térmicas dependiendo del combustible fósil empleado.

- Conocer el funcionamiento de las centrales nucleares.
- Saber las repercusiones medioambientales de las centrales convencionales.
- Conocer las perspectivas de futuro de las energías convencionales.





## 10 Energías renovables

### 10.1 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 está 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 necesaria para obtener rendimientos elevados, y sobre todo, 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:

- 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.

### 10.2 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<sup>2</sup> anuales. Sólo el 2% de ella se transforma en energía eólica, con un valor capaz de generar una potencia de 10<sup>11</sup> Gigavatios.

No es una fuente de energía nueva, más bien lo contrario, es una de las energías más antiguas que se conocen, sobre todo en transporte marítimo y en instalaciones agrícolas. Lo novedoso de esta energía es su empleo para la generación de energía eléctrica, en cuya historia se remonta a principios del siglo XX, años en los que ya se empleaba en Dinamarca. A mediados de siglo aumentó 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:
  - 1000 W/m<sup>2</sup>: el aprovechamiento es bueno.
  - 200 W/m<sup>2</sup>: el aprovechamiento es normal.
  - 50 W/m<sup>2</sup>: el aprovechamiento es de bajo rendimiento.
  - Por debajo de los 50 W/m<sup>2</sup>, 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 y medioambientales.

### 10.2.1 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 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



De eje vertical



De doble aspa

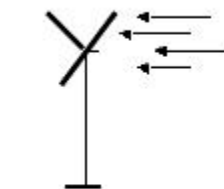


De eje horizontal

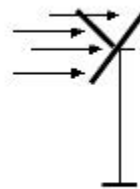
Fig. 10.1 Tipos de molinos eólicos

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 navicilla, 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.



Barlovento (1)



Sotavento (2)

Fig. 10.2 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 los de eje horizontal, es por ello que en este capítulo se tratarán preferentemente los molinos de eje horizontal.

### 10.2.1.1 Molinos de eje horizontal

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

El rotor es uno de los componentes más importantes, posee una, dos, tres o hasta seis palas. Éstas 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 debidos 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 navicilla, 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 éste 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 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 ésta 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 está instalado en la navicilla. Se genera así una corriente eléctrica que es transmitida a la red de transporte mediante cables que salen de la navicilla.

### 10.2.1.2 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 al estar situado en lo alto del molino, lo dificulta.

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 está situado al pie de dicho eje.

### 10.2.1.3 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 uso 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

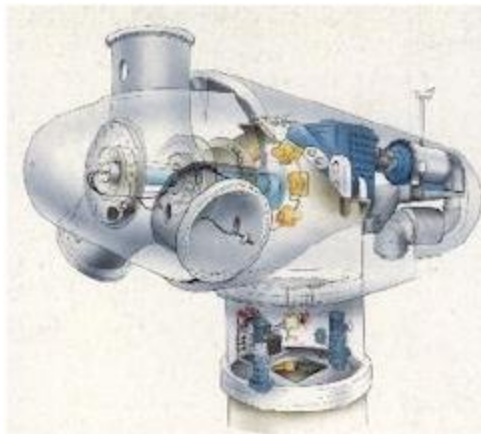


Fig. 10.3 Vista interior de un aerogenerador

#### 10.2.1.4 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, que puede ser síncrono o asíncrono.

#### 10.2.2 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 puede ser la misma energía generada.

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

Este impacto puede clasificarse en cuatro grandes apartados:

- Energía generada
- Visual
- Flora y avifauna
- Ruido

El impacto de la energía generada es debido principalmente a que, aunque ecológicamente hablando ésta 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 estas 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, moderna y característica.

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 destructivas, 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.

El 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 repoblarlo con especies clímax, ya que éstas son las que verdaderamente se adaptan a las características de cada tipo de terreno o 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 aminorando continuamente, gracias a la mejora tecnológica tanto en el diseño y utilización de nuevos materiales como en el posterior ensamblaje 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 los 40 dB 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 30 MW.

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 800 MW instalados y apuntando las previsiones a que se ascienda hasta los 8000 MW 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 les han puesto nombres propios para designarlos.

### 10.3 Energía solar. Energía fototérmica y fotovoltaica

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 está 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. Sólo una parte de la refracción alcanzará pues la superficie de la tierra, no siendo toda la radiación que puede cruzar la atmósfera, aprovechable, dividiéndose ésta 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, sólo 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, las fluctuaciones diarias, las condiciones climatológicas, 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.

### 10.3.1 Energía solar fototérmica

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 está por debajo del punto de ebullición.
- De media temperatura: captación de bajo índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 100°C, pero sin superar los 300°C.
- De 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.

#### 10.3.1.1 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 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 su paso los materiales constructivos del colector, lo que repercute en un aumento de temperatura en su seno. Por último es necesario su almacenamiento mediante los métodos y componentes adecuados.

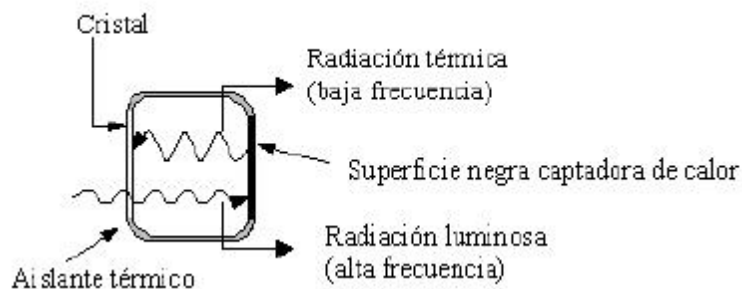


Fig. 10.4 Refracción de ondas de luz y térmicas a través de un colector

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



*Fig. 10.5 Colectores de baja temperatura*

Generalmente el aprovechamiento térmico a baja temperatura se realiza a través de colectores planos, cuya característica común es la falta de 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 ó 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 esta restringido a las épocas veraniegas ya que tiene grandes pérdidas. Su uso para caldeo del 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.

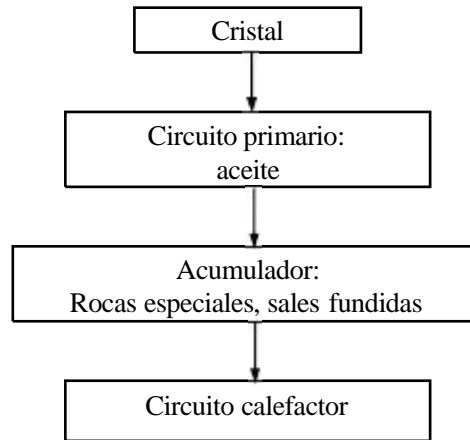
Las aplicaciones más frecuentes de los sistemas a bajas temperaturas se reducen a los sistemas de calefacción, agua caliente sanitaria y aplicaciones afines, como las descritas para piscinas, industrias, etc.

### 10.3.1.2 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 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 10.1 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.



Fig. 10.6 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 térmicamente a la caldera.

### 10.3.1.3 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 espejos, estos no son muy habituales, ya que tienen que soportar las inclemencias del medio y es difícil su 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 es 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; permite su orientación en ambas direcciones.

De estos sistemas, se puede destacar que la parte más importante es la forma de la superficie reflectora, pudiendo ser ésta 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.

Fig. 10.7 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 termoeléctricas de receptor central. Éstas 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: *central solar de tipo torre central*.

El receptor transmite la radiación solar en forma de calor a un fluido (agua, sales fundidas, sodio, aire, aceite, etc), que circula por un circuito primario. Este fluido es enviado a 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. En el interior de este dispositivo acumulador de calor también se encuentra un segundo circuito formado normalmente por agua, que se transforma en vapor a una gran temperatura y presión.

El vapor así generado sirve para accionar un sistema turbina-generador, para la producción de energía eléctrica.

Los heliostatos, finalmente, poseen unos mecanismos electrónicos que reciben periódicamente las órdenes 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 todavía en fase de experimentación, no siendo utilizados con demasiada frecuencia.

### 10.3.2 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; a 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, está dopada con materiales trivalentes (boro), con lo que queda cargada *positivamente*, *dopado de tipo positivo* 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 covalentes, 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 de 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. Si, 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 1 kW/m<sup>2</sup>.
- 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.

### 10.3.2.1 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 las conexiones eléctricas al circuito exterior.
- Resistencia paralelo: tiene origen en las imperfecciones de la unión P-N, creando fugas de corriente.

### 10.3.2.2 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 en 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 en 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 colocadas en paralelo.

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

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

#### □ Tipos de paneles

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



Fig. 10.8 Paneles solares fotovoltaicos

- Paneles de silicio monocristalino
- Paneles de silicio policristalino
- Paneles de silicio amorfo
- Paneles 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

### 10.3.3 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, estas instalaciones, demasiado rentables. 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, debido principalmente a la no necesaria conexión con la red eléctrica, lo que permite el abastecimiento de energía eléctrica en zonas alejadas o aisladas. Otra ventaja es su consumo nulo, sólo 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 (exceptuando los cristales rotos de algún heliostato, o algún residuo de aceite de los sistemas de captación de calor).

España, con 7000 kW instalados en centrales fotovoltaicas, que generan cerca de 12 MWh anuales, está 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.

#### 10.4 Energía de la biomasa

La más amplia definición de biomasa sería considerar como tal 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; estas plantas poseen incluso una sección donde parte del material es clasificado, reciclado y devuelto a los usos domésticos o industriales.

La energía de la biomasa, por tanto, se 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.



*Fig. 10.9 Diversos tipos de materiales utilizados como 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 utilizada, posteriormente, en los sistemas convencionales de transformación. Esta adecuación será diferente dependiendo del tipo de biomasa empleado, mientras que en unos casos bastará con una mínima limpieza y trituración del material, en la mayoría de ocasiones el proceso será más laborioso.

#### **10.4.1 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 llamados 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.

#### 10.4.2 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: biocombustibles, aceites, aldehidos, alcoholes, cetonas, ácidos orgánicos, etc.
- Gaseosos: biogas, hidrógeno, metano, etc.

#### 10.4.3 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.

Tabla 10.2 Potenciales energéticos de los materiales más empleados como biomasa

| <i>Potencial energético de la biomasa</i> |   |  |
|---|---|--|
| Materias primas                           | Gas total<br>m <sup>3</sup> / Kg materia seca | Metano<br>m <sup>3</sup> / 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                                       |

#### 10.4.4 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. Éste 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.

Si 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 100 m al año). Una vez han alcanzado su madurez se cortan, se secan y posteriormente se queman, obteniéndose 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, creándose 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.

## 10.5 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 caldeo 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 100 m 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.

### 10.5.1 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. Imaginémonos 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 la energía térmica a causa del 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 en los cuales se producen anomalías geotérmicas, dando lugar a gradientes de temperatura de entre 100°C y 200°C por kilómetro, siendo éstos los puntos más aptos para el aprovechamiento energético.

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, a menos de 10000 m. Sólo 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 al fluido operante calor, que mediante un pozo y bombas adecuadas 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 en las zonas en las que la corteza terrestre es más delgada y reducida aumentan las posibilidades de su existencia; finalmente, manifestaciones superficiales como los geisers, 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 de 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 no ser económicamente rentables para su explotación.

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



La forma más generalizada de explotación, a excepción de las 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, éste se utiliza en redes de calefacción y vuelve a ser inyectado por el segundo pozo practicado. Otra forma de utilización consiste en utilizar turbinas para la 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 con el que se creará un circuito cerrado de extracción de calor.

Fig. 10.10 Formas de explotación de la energía geotérmica

### 10.5.2 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 éstos, quizás los más significativos:

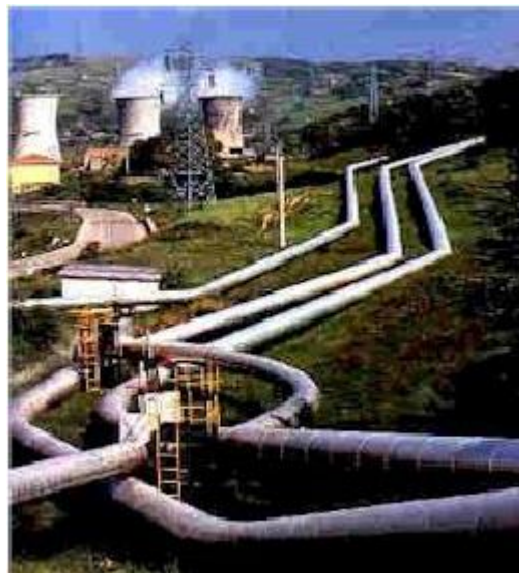
- Con fluido operante: son aquellas en las que se dispone de un acuífero natural, por encima de la roca caliente e impermeable, para realizar el ciclo térmico y generar energía eléctrica, o calefacción. En este tipo de instalaciones se practican dos pozos; uno sirve, mediante bombas, para extraer el agua y gases a altas temperaturas hacia el exterior; mientras que el segundo pozo será el camino de retorno, 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 inyectará 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) suele utilizarse para generar calor industrial o alimentar sistemas de calefacción, mientras que el agua líquida a gran presión y temperatura, así como 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:

- De 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.
- De media temperatura: de 100°C a 300°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.
- De alta temperatura: más de 300°C (alta entalpía). Cuando la temperatura excede de los 300°C es cuando verdaderamente 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 o agua caliente sanitaria.

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



*Fig. 10.11 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 1km 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. Suelen hallarse a mayor profundidad que los anteriores.
- De roca caliente: son formaciones rocosas impermeables y una temperatura entre 100°C y 300°C, próximas a bolsas magmáticas; son los de más difícil explotación, al no disponer de líquido caloportador en su interior. Su profundidad es muy variable.

### 10.5.3 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, estos problemas son insignificantes.

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 los que se encuentran hace posible su recuperación energética. 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 yacimientos geotérmicos a media y alta temperatura, aptos para la generación de energía eléctrica.

Uno de los problemas más importantes con los que se enfrentan este tipo de yacimientos pasa por lo complejo y costoso de sus instalaciones; cabe recordar 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 no solo en la reparación, sino en la sustitución de las piezas en contacto con estos fluidos.

## 10.6 Energía del mar, Maremotriz, de las corrientes marinas y de las olas

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.

### 10.6.1 Energía de las mareas (maremotriz)

Las mareas son consecuencia de los efectos de atracción gravitatoria que ejerce la luna sobre nuestro planeta 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 12 m, que en algún caso han sobrepasado los 20 m.

Estas variaciones tan significativas tienen su explicación en dos factores: el más importante es la fuerza de atracción de la luna, que sobre las grandes superficies marítimas es mayor que en los mares cerrados; la segunda causa que explica estas diferencias es que los vientos y la topografía de la zona impulsen agua y creen bahías cerradas 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 dispongan de una altura considerable, como por ejemplo entre 10 m y 15 m (Rance, Francia; Fundy, Canadá).

La mayor central maremotriz se encuentra en el estuario del Rance (Francia, 1966). 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 una rueda de paletas. La energía sólo se obtenía una vez por marea. Si se ha tardado tanto tiempo en pasar de los sistemas rudimentarios a los que hoy en día conocemos es por

que la construcción de una central maremotriz plantea problemas importantes, requiriendo sistemas tecnológicos avanzados.



Fig. 10.12 Central maremotriz del estuario del Rance (Bretaña, Francia)

Se eligió el estuario del río Rance, debido a que está sujeto a fuertes mareas y topográficamente constituye una zona ideal para este tipo de instalaciones. El embalse creado por las obras que represan la central maremotriz disponen de un volumen de  $184000000 \text{ m}^3$ , 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 dique de hormigón armado, con una longitud de 750 m, por 27 m de altura, como puede apreciarse en la siguiente figura.

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, funcionando ambos dentro de un cárter metálico en forma de ojiva.

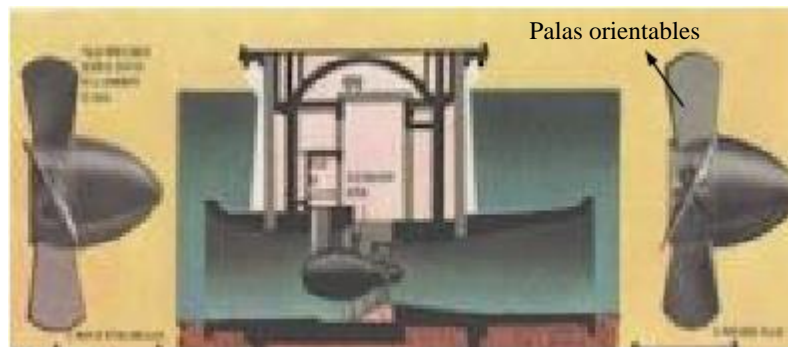


Fig. 10.13 Turbina de instalación de grupos del tipo "Bulbo"

La central maremotriz, con un conjunto de 24 grupos bulbo, puede entregar una potencia de hasta 240 MW.

#### 10.6.1.1 Ventajas e inconvenientes de la energía maremotriz

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, sino 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 o el intercambio de especies vegetales podrían seguir su ritmo normal. Claro está 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.

### 10.6.2 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/m<sup>2</sup>. 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.



Fig. 10.14 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 escalonada, 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.

#### **10.6.2.1 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.

En mar abierto, la energía de las olas es aún mayor, pero la construcción de este tipo de instalaciones sería muy dificultosa, sobre todo porque sería necesario dotarlas de una gran resistencia para poder soportar las difíciles condiciones en las que debería trabajar, así como a los continuos trabajos de mantenimiento, a los que se verían sometidas por las mismas razones.

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.

#### **10.6.3 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), en el fondo marino, entre los 500 m y los 1000 m 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 estables. 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, con bajo punto de evaporación y condensación, accionar unas turbinas acopladas a un generador, para producción de energía eléctrica.

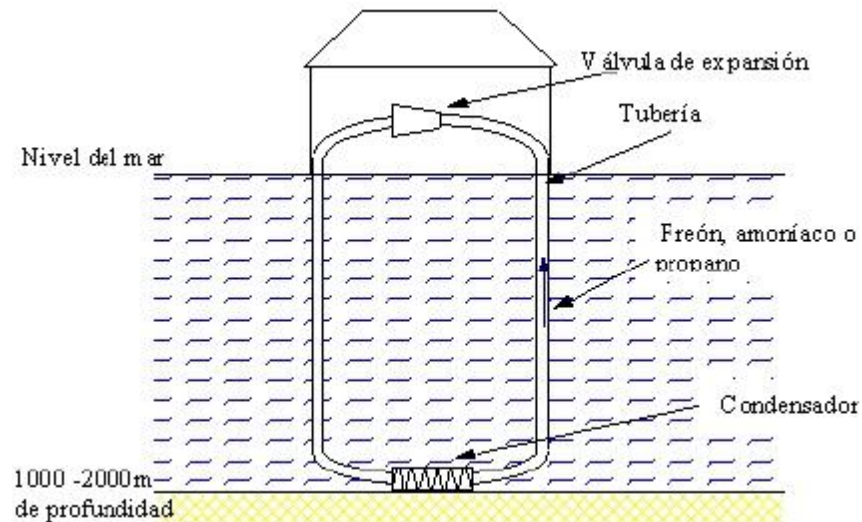


Fig. 10.15 Sistema de gradiente térmico con circuito cerrado

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°C 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:

- Con circuito cerrado (Fig. 10.15): con este sistema, se utiliza un fluido con un bajo punto de evaporación y condensación (amoníaco, propano o freón), que mediante la acción de un condensador y de unas válvulas de expansión, unidos al gradiente térmico que ofrece el agua del mar, permite continuas condensaciones y evaporaciones. Así el vapor se generará con las altas temperaturas de las aguas superficiales, moviendo 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.
- Con circuito abierto (Fig. 10.16): el sistema funciona de la siguiente forma. Se instalan tres tuberías, una toma agua caliente de la superficie, otra toma agua fría del fondo, y una tercera, sirve de desagüe. El agua caliente pasa por una cámara de vacío donde, a causa de su baja presión, es transformada en vapor. Este vapor incide a gran velocidad sobre las turbinas haciéndolas girar, y con ellas gira el alternador. Finalmente, el vapor que sale de las turbinas, pasa por un condensador, donde el vapor se refrigera por la acción del agua fría que proviene del fondo marino, retornándolo a su estado líquido, la cual además, está desalinizada, siendo pues apta y potable para el uso humano.

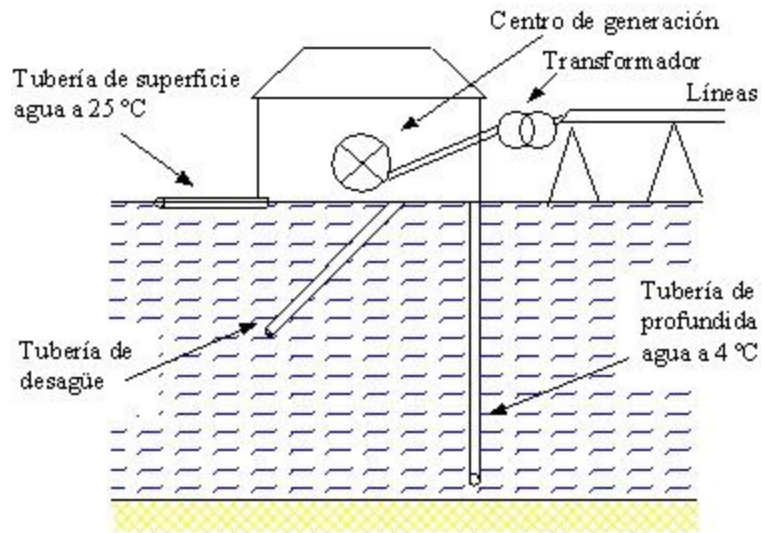


Fig. 10.16 Sistema de gradiente térmico con circuito abierto

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 fuera amoniaco.

#### 10.6.4 Energía de osmosis

Esta forma de aprovechar la energía marina está basada en las diferencias de presión y de densidad existentes entre masas de agua con diferente contenido en sales. Así, a 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 aun a distancias de 200 km de su desembocadura; esta propiedad conocida por los nativos del lugar, permite la pesca a grandes distancias de la costa sin suministros de agua potable.

Estas características, entre dos masas de agua a diferentes presiones y densidades, no han pasado desapercibidas para los científicos, que desde hace algunos años intentan aprovecharlas con fines energéticos.

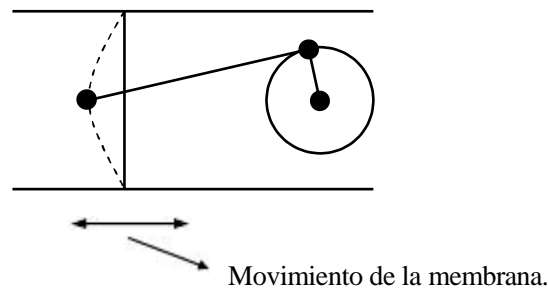


Fig. 10.17 Técnica para la obtención de la energía osmótica en el mar

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 provocará el giro del eje del alternador o de otro dispositivo generador de energía.

Los inconvenientes del método pasan por una tecnología aún no suficientemente estudiada y perfeccionada, sobre todo 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 estas fuentes 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.

### 10.6.5 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 (densidad, salinidad, temperatura, etc.). Así pueden viajar por el interior de los océanos durante miles de kilómetros sin apenas intercambiar sus aguas.

Si aprovechamos los ríos existentes en la superficie terrestre, por qué no aprovechar estos ríos marinos que, 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 haría 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, desapareciendo bajo los hielos del Polo Norte. En cuanto al volumen de agua, también las cifras son elocuentes, cerca de 60 km de anchura por 500 m 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 aprovecharían todo su potencial energético. Según las investigaciones, si se enturbinara por completo esta corriente, se produciría tanta energía que podría cubrirse holgadamente por completo todas las necesidades energéticas de los EEUU.

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, si 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 5000 km de la zona proyectada para esta central, se preocupa y se opone tanto a su construcción?

La respuesta es sencilla, esta corriente transporta ingentes 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 septentrionales 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 verano, encontrar bloques de hielo en las costas del norte de Canadá o de Asia). Otros ejemplos corroboran esta teoría: en las playas de la Bretaña francesa, la nieve es un elemento muy inusual, mientras que a igual latitud, las costas de Terranova permanecen cubiertas del blanco elemento hasta mediados de abril; ciudades como Nueva York, situada en la latitud de Castellón, tienen temperaturas más bajas en los meses invernales que la ciudad de Bergen (Noruega), situada en la latitud de Alaska. Finalmente, aun 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, de 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.



Fig. 10.18 Posible aprovechamiento de la corriente del Golfo

### 10.7 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 ésta no sólo 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 ó 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 realizaría 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 la instalación de centrales de bombeo.

### 10.7.1 Minicentrales hidroeléctricas

Las minicentrales hidroeléctricas suelen ser centrales que no alcanzan los 10 MW de potencia. 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 ochenta una especial atención por parte del sector eléctrico y de la administración.

En la década de los años ochenta, se incrementó la potencia instalada mediante el empleo de minicentrales hidroeléctricas, hasta 186 MW. 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 noventa, en España existían 1400 MW de potencia instalada, con una generación aproximada de 5300 kWh. 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.



Fig. 10.19 Minicentral hidroeléctrica fluyente

- 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 éstas 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.

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

#### 10.7.1.1 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 Kaplan.



Turbina Kaplan



Turbina Francis



Turbina Peltón

Fig. 10.20 Diferentes tipos de turbinas hidráulicas

### 10.7.1.2 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 desmantelaron 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 mayor del que ya existía o por lo menos es 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 hidroeléctricas:

- 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 200 kW a 300 kW).
- La tecnología es más fácil de mejorar en este tipo de minicentrales, augurándose unas perspectivas halagüeñas para estas instalaciones.

### 10.7.2 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 el presente capítulo dedicado a las energías renovables.

Las centrales de bombeo 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 por el contrario se queda de nuevo almacenada por la 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, intercambiando sus funciones.

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 frecuentemente 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, debería ser desperdiciada, colaborando además a un mejor y más racional empleo de los recursos hidráulicos.

### 10.7.2.1 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 2.500 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 5000 MW.

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

## 10.8 Conclusiones

La primera parte de la legislación gubernamental que establece un considerable apoyo a las energías renovables se introdujo en 1994. Mediante el Real Decreto se obligaba a todas las compañías eléctricas a pagar una prima por la energía verde en un periodo de cinco años. En general este sistema de apoyo al medio ambiente funcionaba de forma similar a la ley de suministro eléctrico de Alemania.

A finales de 1998, el gobierno reafirmo su compromiso con las energías renovables mediante una nueva ley (Real Decreto 2818/1998), diseñada para armonizar este sistema con la apertura continua de los mercados energéticos europeos a la plena competencia. Como en otros países, todas las compañías involucradas en la producción eléctrica se privatizan y su actividad, en cuanto a generación y distribución de energía, está claramente separada.

En el decreto de 1998 se establecía un objetivo mínimo de al menos un 12% para que la energía del país procediera de fuentes renovables en el año 2010, de acuerdo con el objetivo de la Unión Europea, y se introducía una nueva normativa para facturar cada tipo de energía verde, que para los productores de energía eólica, por cada unidad de electricidad que producen, supone el pago de un precio equivalente al 88.5% del precio de venta a los consumidores.

En referencia a la energía eólica, y hasta la actualidad, se ha trabajado más en la instalación de parques eólicos de baja y media potencia y con máquinas con diseños en el rango de 50-200 kW que con aerogeneradores de grandes potencias. Las perspectivas van encaminadas hacia la construcción de máquinas cada vez de mayor potencia (entre 200 y 400 kW), y asimismo aprovechar extensas zonas de nuestro territorio, aún no promocionadas. En el conjunto energético español, la energía eólica representa el 36% del total de las renovables.

Tabla 10.3 Potencia máxima instalada en cada comunidad autónoma para generar electricidad mediante las energías renovables (Datos por Comunidades Autónomas y por tipos de energía empleada. Año 1999)

| Tipo de Energía (MW instalados) | Eólica (MW)   | Solar fotovoltaica (MW) | Mini-hidraulica (MW) | Biomasa (MW)  | Residuos Sólidos Urbanos (MW) | Valores totales absolutos | Respecto a la superficie (kW/m <sup>2</sup> ) | Respecto a la población (kW/habita) |
|---------------------------------|---------------|-------------------------|----------------------|---------------|-------------------------------|---------------------------|---|-------------------------------------|
| Andalucía                       | 127.8         | 3.1                     | 187.5                | 56.2          | 0                             | 374.6                     | 4.27  | 0.051                               |
| Castilla-León                   | 122.2         | 0.65                    | 232.2                | 9             | 0                             | 364                       | 3.86  | 0.14                                |
| Cataluña                        | 59.8          | 0.61                    | 213                  | 5.7           | 39.72                         | 318.83                    | 10  | 0.051                               |
| La Rioja                        | 24.5          | 0.2                     | 42.6                 | 1             | 0                             | 68.3                      | 13.53   | 0.25                                |
| Madrid                          | 0.04          | 0.337                   | 45.3                 | 14.6          | 29                            | 89.27                     | 11.11   | 0.017                               |
| Murcia                          | 6             | 0.071                   | 17                   | 1             | 0                             | 24                        | 6.12  | 0.021                               |
| Navarra                         | 318.1         | 0.158                   | 146.1                | 8.7           | 0                             | 473                       | 45.52   | 0.89                                |
| País Vasco                      | 0.03          | 0.1                     | 47.56                | 22.43         | 0                             | 70.12                     | 9.69  | 0.033                               |
| Valencia                        | 2.8           | 0.538                   | 39.6                 | 3.2           | 0                             | 46.13                     | 1.98  | 0.011                               |
| TOTAL Y MEDIAS                  | Total: 661.27 | Total: 5.7              | Total: 970.86        | Total: 121.83 | Total: 68.72                  | Total: 1828.25            | Media: 6.65                                   | Media: 0.063                        |

Respecto a la energía solar, y referente a su utilización, el método que más posibilidades ofrece es el de captación pasiva. Probablemente se generalice en los próximos años la tendencia a tener en cuenta que la vivienda aproveche al máximo la energía solar que recibe; esto podría representar del orden de

las 100000 Tep, con una superficie de captación de 300000 m<sup>2</sup>, acompañados de una sensible mejora en el diseño energético de los edificios. Las diversas formas de captación activa de la energía solar precisan un continuo apoyo, por resultar el precio de las instalaciones excesivamente alto.

Las instalaciones de energía fotovoltaica ofrecen unas perspectivas de desarrollo tecnológico, a muy corto plazo, de enorme interés y que sin duda van a posibilitar una importante reducción de los costes de fabricación de los paneles y por tanto del conjunto de las instalaciones. En el conjunto de las energías renovables la energía solar no alcanza el 0.3% sobre el total de nuestro país.

Tabla 10.4. Comparación del impacto ambiental de las diferentes formas de producción de electricidad (todos los datos están en toneladas por GWh producido)

| FUENTE DE ENERGÍA             | CO <sub>2</sub> | NO <sub>2</sub> | SO <sub>2</sub> | CO     | Partículas | Residuos Nucleares | Hidrocarburos | TOTAL  |
|-------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------|------------|--------------------|---------------|--------|
| Gas Natural (ciclo combinado) | 824             | 0.251           | 0.336           | Trazas | 1.176      | -                  | TR            | 825.8  |
| Carbón                        | 1058.2          | 2986            | 2.971           | 0.267  | 1.626      | -                  | 0.102         | 1066.1 |
| Nuclear                       | 8.6             | 0.034           | 0.029           | 0.018  | 0.003      | 3.641              | 0.001         | 12.3   |
| Solar Térmica                 | 3.6             | Trazas          | Trazas          | Trazas | Trazas     | -                  | Trazas        | 3.6    |
| Solar Fotovoltaica            | 5.9             | 0.008           | 0.023           | 0.003  | 0.017      | -                  | 0.002         | 5.9    |
| Eólica                        | 7.4             | Trazas          | Trazas          | Trazas | Trazas     | -                  | Trazas        | 7.4    |
| Hidráulica                    | 6.6             | Trazas          | Trazas          | Trazas | Trazas     | -                  | Trazas        | 6.6    |
| Biomasa                       | 0               | 0.614           | 0.154           | 11.361 | 0.512      | -                  | 0.768         | 13.4   |

El aprovechamiento energético de los RSU, mediante la incineración con recuperación de energía, es una forma de eliminación que tiene grandes posibilidades de incrementarse en el futuro, debido a la tendencia de centralizar la recogida y tratamiento de estos residuos. Asimismo, cada vez es menor la posibilidad de ofrecer grandes superficies de terreno para su vertido. Concretamente en España, y en sus zonas con mayor densidad de población, se llevarán a cabo más de 30 grandes proyectos, que podrían suponer cerca de 250 MW de potencia eléctrica instalada.

Por su parte, nuestro país cuenta con recursos forestales, si bien es verdad que en este aspecto presentamos ciertas deficiencias. En cifras totales, los RSU representan un 4% del total de las energías renovables y el aprovechamiento de la biomasa alcanza el 7%.

El aprovechamiento de las minicentrales hidráulicas presenta unas perspectivas muy favorables a corto plazo, ya que disponen de un reducido impacto ambiental; se puede estimar que en la década de los años noventa se han incorporado más de 500 minicentrales nuevas o rehabilitadas que pueden suponer la instalación de una potencia adicional de 1000 MW. En el conjunto del territorio español las minicentrales representan un 53% de la potencia instalada.

## 10.9 Cuestiones y problemas

### Cuestiones

- 1 Enumerar las ventajas e inconvenientes de las energías convencionales frente a las energías alternativas.
- 2 ¿Cómo se origina el viento? ¿Qué cantidad de energía recibe la Tierra procedente del Sol? ¿Qué cantidad de energía solar se transforma en energía eólica? ¿Es una fuente nueva de energía o por el contrario ya se utilizaba en la antigüedad? Razonar las respuestas.



- 3 ¿Cómo ha cambiado el aprovechamiento de la energía eólica? ¿Qué condiciones ambientales permiten un aprovechamiento eólico satisfactorio?
- 4 ¿Qué es un aerogenerador? ¿Tipos de aerogeneradores?
- 5 Principales características de los diversos tipos de aerogeneradores. Indicar sus ventajas e inconvenientes.
- 6 Indicar los principales componentes de los aerogeneradores actuales. Breve reseña de cada uno.
- 7 Indicar los principales sistemas que incorporan los aerogeneradores. Breve reseña de cada uno.
- 8 Resumir el impacto medioambiental de las energías eólicas.
- 9 ¿Cómo ha evolucionado la energía eólica en España en los últimos años y cuáles son sus perspectivas de futuro? Razonar las respuestas.
- 10 ¿Por qué y cómo se forma la energía solar? ¿Qué parte y de que forma llega esta energía solar a la superficie de la Tierra?
- 11 Indicar las principales diferencias entre la radiación solar directa y la radiación solar indirecta. ¿Cuál se aprovecha más y por qué?
- 12 Ventajas de la energía solar. ¿Cuáles son sus limitaciones?
- 13 La energía solar térmica puede ser aprovechada mediante tres sistemas (de alta, media o baja temperatura). Indicar, de forma breve, las características que los definen. Indicar, asimismo, las principales aplicaciones de cada uno de estos sistemas.
- 14 Enumerar las partes que forman un colector solar a alta temperatura. ¿Qué sistemas de seguimiento ofrecen estos captadores? ¿Qué formas puede adoptar la superficie reflectora de estos colectores?
- 15 ¿Qué es la energía solar fotovoltaica? ¿Cómo se produce? ¿Cómo se capta?
- 16 ¿Cómo están formadas las células fotovoltaicas? Tipos de conexión de las células fotovoltaicas.
- 17 Características principales de los captadores fotovoltaicos.
- 18 Factores que provocan pérdidas en la generación fotovoltaica
- 19 ¿Qué es un panel solar fotovoltaico? Tipos de paneles solares.
- 20 ¿Qué es la energía de la biomasa? Indicar cuáles son los recursos más frecuentes utilizados por la biomasa.
- 21 ¿Qué es la biomasa natural? ¿Y la biomasa residual? ¿Y la biomasa producida?
- 22 ¿Qué procesos se utilizan para la adecuación de la biomasa para fines energéticos? ¿Y para la conversión termoquímica de la biomasa (enumerarlos)?
- 23 Ventajas e inconvenientes de la utilización de la biomasa.
- 24 La utilización de materiales no autóctonos como las laminarias o los eucaliptos, para la generación de biomasa, ¿qué tipos de problemas conllevan para los ecosistemas originales?
- 25 ¿Qué es la energía geotérmica? ¿Qué hipótesis se acepta actualmente como la más lógica para explicar su existencia?
- 26 ¿Cómo puede detectarse la existencia de un campo geotérmico? ¿Qué condicionantes mínimos son requeridos para que un campo geotérmico sea explotable?
- 27 ¿Cuáles son los tipos de instalaciones geotérmicas más comunes? Razonar la respuesta.
- 28 ¿Dependiendo de la temperatura y presión del fluido operante, en qué tipo de instalaciones geotérmicas podemos dividir una explotación?
- 29 ¿Y si nos basamos en los sistemas de instalaciones asociadas, qué clasificación de los yacimientos geotérmicos es posible realizar?
- 30 Ventajas e inconvenientes de la utilización de la energía geotérmica.
- 31 ¿Qué es la energía marina y cómo se forma?
- 32 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central maremotriz? Ventajas e inconvenientes de las centrales maremotrices actuales. Indicar algunas centrales maremotrices (sólo enumerarlas).
- 33 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central con energía de las olas? Ventajas e inconvenientes de las centrales con energía de las olas actuales. Indicar algunas centrales con energía de las olas (sólo enumerarlas)

- 34 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central térmica marina? Ventajas e inconvenientes de las centrales térmicas marinas actuales. Indicar algunas centrales térmicas marinas (sólo enumerarlas).
- 35 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central de osmosis marina? Ventajas e inconvenientes de las centrales de osmosis marinas actuales. Indicar algunas centrales de osmosis marinas (sólo enumerarlas).
- 36 ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de una central de corrientes marinas? Ventajas e inconvenientes de las centrales de corrientes marinas actuales.
- 37 El aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas está aún en fase de estudio. ¿Por qué podría repercutir negativamente el aprovechamiento de la corriente del Golfo (por ejemplo, al crearse una central de este tipo en Florida) en las costas europeas?
- 38 ¿Qué diferencia fundamental existe entre una central de bombeo y una minicentral hidroeléctrica convencional?
- 39 ¿Qué ventajas ofrece la utilización de las minicentrales hidroeléctricas o de las centrales de bombeo frente a las centrales hidroeléctricas clásicas?
- 40 Existen dos tipos de centrales de bombeo. Indicar las características que las diferencian.

## 11 Centrales eléctricas convencionales

### 11.1 Tipos de centrales eléctricas

Una central eléctrica es una instalación capaz de transformar la energía primaria (térmica, nuclear, solar, eólica, del mar, hidráulica, etc.) en energía mecánica, que a su vez, mediante una posterior transformación, producirá energía eléctrica apta para el consumo.

Sea cual sea la fuente de energía primaria utilizada, la generación de energía eléctrica se basa en el trabajo que estas fuentes primarias realizarán al girar los álabes o paletas de una turbina, que a su vez harán girar unas bobinas situadas en el interior de un campo magnético, generándose así electricidad. Este principio es común a la práctica totalidad de las centrales eléctricas, aunque 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 utilizadas para la generación de la energía primaria:

- Centrales hidroeléctricas: en este tipo de centrales es el agua la componente básica. Esta agua, mediante corrientes naturales o artificiales y por efecto de un desnivel, transforma la su energía cinética en energía mecánica, accionando un grupo de turbina-alternador, que dará lugar a la producción de energía eléctrica.
- Centrales térmicas clásicas: utilizan como materiales primarios los combustibles de origen fósil (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 asimismo, 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: utilizan para la generación de la energía primaria la fisión de átomos de uranio por impacto de neutrones; esta fisión, provoca la liberación de una gran cantidad de energía que eleva la temperatura de un fluido que circula por una serie de tubos, convirtiéndolo en vapor que, a su vez, acciona un grupo turbina-alternador generándose 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 de las “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 termoeléctricas clásicas y nucleares), ponga en movimiento los álabes de una turbina, conectada a un alternador, y éste pueda producir la energía eléctrica esperada.

## 11.2 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 español se corresponden con la primera estadística eléctrica oficial realizada a principios del siglo XX (1901). De acuerdo con estos datos, existían 861 centrales eléctricas instaladas, con una potencia total de 94 MW. Esta potencia se repartida entre un 61% de origen termoeléctrico y un 39% de origen hidroeléctrico.

En la actualidad, España cuenta con alrededor de 1.200 centrales eléctricas que suman una potencia de 50.200 MW. De ellas, unas 900 son hidroeléctricas, con una potencia de unos 17.500 MW (lo que supone el 34.5% de la potencia total); unas 190 son termoeléctricas clásicas (es decir, utilizan carbón, fuelóleo o gas) con una potencia de 24.500 MW (el 48.5% del total); unas 9 son nucleares, con una potencia de unos 7.500 MW (el 14.5% 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 1500 MW (el 2.5% de la potencia instalada).

La producción total de estas centrales a finales de los años 90 ascendía a unos 190.000 MkW, de los cuales el 19.4% eran de origen hidroeléctrico, el 51.2% tenían origen termoeléctrico con combustibles fósiles 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; mientras que la energía termoeléctrica incluye la generación de electricidad con los 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 los 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, etc.

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 hm<sup>3</sup>. Las centrales térmicas utilizaron 31,5 millones de toneladas de carbón (hulla, lignito y antracita), 1,8 millones de toneladas de fuelóleo y 1,251 hm<sup>3</sup> de gas natural y siderúrgico; las centrales nucleares utilizaron 175 toneladas de uranio; amén de la energía solar, eólica, biomasa y de los residuos sólidos urbanos.

Desde las primeras centrales térmicas de gas, propias de finales del siglo XIX, hasta llegar a la estructura productiva de finales del siglo XX, se ha recorrido un largo camino que ha permitido aprovechar cuantos combustibles y fuentes energéticas a 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 para la generación de energía eléctrica suficiente para garantizar la cobertura de las necesidades eléctricas del país; además este parque está razonablemente diversificado, pues se basa en la utilización de un amplio abanico de materias primas energéticas, con un nivel tecnológico perfectamente comparable al resto de los países de su 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.); éste es un sector con grandes posibilidades de futuro, ya que además de seguro, es respetuoso con el medio ambiente.

Como se ha reseñado, 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. En los siguientes apartados se describe el funcionamiento básico de las diferentes centrales eléctricas en España.

### 11.3 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 hidroeléctricas:

- 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: 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, desde el cual es posible generar un salto para liberar la energía potencial de la masa de agua, transformándola, mediante las correspondientes turbinas, en energía eléctrica.

Si se atiende a la estructura de la central propiamente dicha, pueden distinguirse 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 básicos, 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 sistema es el más empleado en las centrales fluyentes, aunque en las centrales de regulación, en ocasiones, es posible encontrar también 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, aprovechando así todo el potencial de la masa de agua acumulada. En la base inferior, aguas debajo de la presa, se sitúa 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 de carácter fluyente y aprovechamientos por derivación del tipo de central con regulación. Son simplemente dos formas, basadas en criterios distintos, de caracterizar la mayor parte de las centrales hidroeléctricas.

### 11.3.1 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.

#### 11.3.1.1 La presa

En la mayoría de las centrales hidroeléctricas, la presa es el principal elemento. 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 diversas soluciones, 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, suele simplificarse la clasificación englobándolas en dos grandes tipos, de los cuales se derivan el resto de 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 muro 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 sitúen 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 para este tipo de centrales.

### 11.3.1.2 Aliviaderos y tomas de agua

Los aliviaderos son uno de los elementos más importantes de toda central hidroeléctrica, ya que son los encargados de liberar, 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 abajo de la presa. Uno de los problemas más importantes de su diseño 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 abajo de la presa. Si no se tomaran estas precauciones, el lecho del río inmediato a la presa sufriría grandes destrozos llegando a producirse infiltraciones de agua muy peligrosas; por tanto, los aliviaderos se construyen con un diseño que permita disipar en, todo momento, la energía de caída del agua.

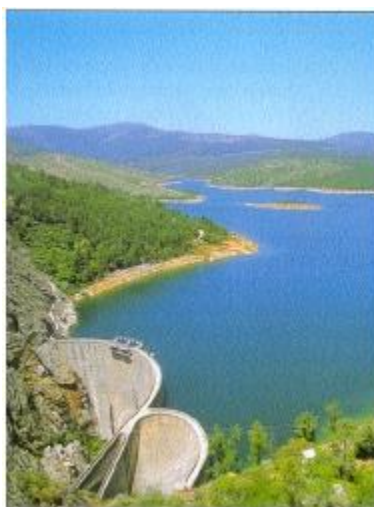
El diseño de los aliviaderos exige cálculos complejos y detallados, así como estudios previos sobre los posibles efectos destructivos del agua. Éstos suelen realizarse en modelos reducidos, aplicando posteriormente el factor de escala correspondiente. Para ello, se instalan habitualmente cuencos de amortiguación, acompañados en ocasiones de “dientes” fijados en determinadas 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 a los sistemas de apertura de estas compuertas).

En la pared anterior de la presa (es decir, la que da al embalse) se instalan las tomas de agua. Desde éstas tomas, parten varias conducciones que serán las encargadas de llevar el agua hasta las turbinas. Finalmente, las tomas de agua disponen de unas compuertas que permiten regular la cantidad de agua que debe fluir hacia la sala de máquinas, asimismo unas rejillas metálicas, situadas antes de las compuertas, impiden que elementos extraños (ramas, troncos, etc.) alcancen y dañen las turbinas.

### 11.3.1.3 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.



*Fig. 11.1 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.

### **11.3.2 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 del 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 pueda transformarse posteriormente en energía eléctrica, se sitúan las tomas de agua en el interior de la presa (normalmente a cierta profundidad para aprovechar mejor la energía potencial del agua acumulada y los niveles más bajos que el agua pueda alcanzar en épocas de sequía). 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. Estas tuberías tienen por fin llevar el agua desde las tomas hasta las turbinas de la central atravesando normalmente 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 turbina, haciéndolos 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.



Una vez el agua ha cedido gran parte de su energía, es restituida al río, aguas abajo de la central, controlándose 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*, utilizado 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. Esta 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 del edificio de la central propiamente dicho.

### 11.3.3 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 eléctrica 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 las centrales hidroeléctricas no existe una relación tan directa entre la potencia instalada y la producción de electricidad, ya que ésta no sólo depende de la primera, sino también, y muy directamente, 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 forma acusada de unos años a otros y de unas zonas a otras del territorio nacional. La consecuencia inmediata es que los ríos no son en general, ni muy largos ni muy caudalosos.

De las centrales hidroeléctricas existentes en España, 36 disponen de una potencia individual superior a 100 MW y suman cerca de 11.000 MW, lo 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 pasará 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 las zonas agrícolas. En este sentido, ya no sería la obtención de la electricidad la principal finalidad de la construcción de presas, sino el bien tan preciado del agua. Esto significaría un empuje para la construcción de nuevos embalses, aunque cabe advertir, eléctricamente hablando, que la construcción de centrales de este tipo en nuevos emplazamientos, podría entrar en conflicto con otras formas de utilización del suelo, resultando unos recursos hidráulicos con unos costes muy elevados que encarecerían notablemente la energía eléctrica obtenida.

### 11.3.4 Minicentrales hidroeléctricas

Las minicentrales hidroeléctricas suelen ser las centrales que no alcanzan potencias de 10000 kW, es decir de 10 MW. 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 1400 MW de potencia instalados, con una generación aproximada de 5300 KWh. España ocupa el tercer puesto entre las naciones productoras de energía eléctrica mediante minicentrales hidroeléctricas, por detrás de Alemania y Francia.

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

- Centrales de canal de riego o abastecimiento: Dentro de éstas 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 tramo y el curso de un río cercano: en este caso, la central se instala cercana al río aprovechándose las aguas excedentes en el canal.

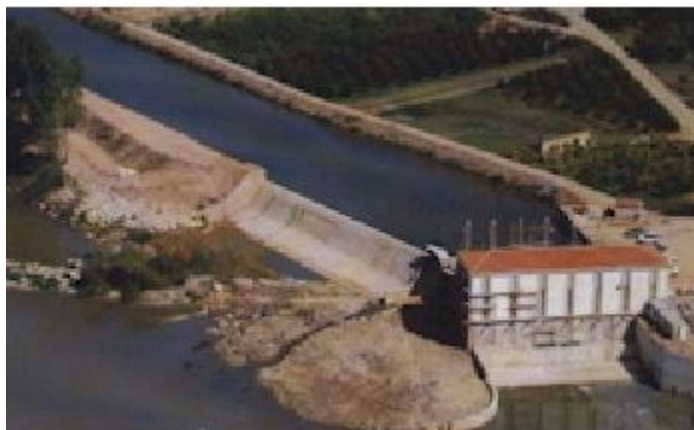


Fig. 11.2 Minicentral hidroeléctrica fluyente

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.

#### 11.3.4.1 Tipos de miniturbinas

Existen varios tipos de miniturbinas, aunque las dos básicas son las siguientes:

- 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 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, aprovechando la altura disponible hasta el eje de la turbina. Son de este tipo de turbinas las Pelton.



Turbina Kaplan



Turbina Francis



Turbina Pelton

*Fig. 11.3 Tipos de turbinas más utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos*

#### 11.3.4.2 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 pueden ser aprovechados por las grandes centrales, por lo costoso de sus infraestructuras o por el impacto medioambiental que éstas producirían son aprovechables con minicentrales sin mayores dificultades.
- Su instalación permite electrificar zonas alejadas de la red de distribución pública. Zonas, que sin ellas, quizás carecerían de esta energía, (potencias menores de 200 kW o 300 kW).
- La tecnología es más fácil de mejorar en este tipo de minicentrales, lo que augura unas perspectivas halagüeñas para estas instalaciones.

### 11.3.5 Centrales de bombeo

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”, 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 nuevo al río, como en las centrales hidroeléctricas convencionales, sino que permanece almacenada nuevamente por acción de una segunda presa situada en un embalse inferior. Esta operación, permite que durante las horas del día en las que la demanda de electricidad se encuentra 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 empleada para realizar esta restitución del agua proviene de los excedentes de energía eléctrica 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 aun trabajando en sus mínimos técnicos, 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 zonas con escasos recursos hídricos, y por tanto, en las que sería impensable la instalación de centrales hidroeléctricas convencionales, colaborando además a un mejor y más racional empleo de los recursos hidráulicos existentes.

#### 11.3.5.1 Tipos de centrales de bombeo

Existen dos tipos básicos de centrales de bombeo según su funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario bombear 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 es posible la producción de energía indistintamente con o sin bombeo previo. Es decir, cuando hay excedentes de agua la central funcionará exclusivamente como una central convencional, utilizando solamente 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 reteniendo la misma en la presa inferior.

España cuenta actualmente con veinticuatro centrales hidroeléctricas de bombeo. Dieciséis son centrales de bombeo mixto y suman un total de 2500 MW de potencia instalada; las otras ocho son de bombeo puro y suman otros 2500 MW de potencia; en total pues, la potencia instalada asciende a unos 5000 MW.

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

### 11.3.6 Efectos medioambientales de las centrales hidroeléctricas

Desde siempre se ha considerado que las centrales hidroeléctricas son una alternativa limpia para la generación de energía eléctrica y en general así es. Sin embargo, la generación de energía eléctrica mediante los aprovechamientos hidráulicos no está exenta de determinados efectos ambientales lo que ha motivado, en los últimos años, el desarrollo de numerosos proyectos de investigación encaminados a reducir los efectos nocivos producidos sobre el medioambiente.

Normalmente en los cauces fluviales, la pendiente es inversamente proporcional al caudal, lo que acarrea que en los tramos superiores de los ríos predominen las centrales movidas por saltos de poco caudal y gran diferencia de cota, mientras que a medida que vamos descendiendo por el curso del río, resultan más adecuadas las centrales con mayores caudales y menores alturas de salto. Entre las primeras centrales, destacan las de agua fluyente y las de regulación, mientras que entre las segundas predominan las centrales de acumulación.

En las centrales de agua fluyente y de acumulación, los tramos de río afectados van desde la captación del agua hasta el salto. Los ríos, en estos tramos, pueden registrar un descenso de caudal, que en determinadas ocasiones puede llegar a suponer su total desecación. En tales extremos, las comunidades biológicas que habitan en el tramo de río regulado por la central se ven afectadas en mayor o menor medida por las oscilaciones del caudal. Aguas abajo de la central, las oscilaciones se producen cuando la instalación funciona en régimen discontinuo, debido a la escasez de recursos hidrológicos; sin embargo, estos pulsos suelen amortiguarse en una longitud de río relativamente corta. Por otra parte, también las laderas se ven afectadas durante la fase de construcción de las conducciones de captación, o de los viales de servicio, e incluso, por la propia central. Si estas instalaciones se encuentran en zonas montañosas con laderas de fuerte pendiente, y por tanto fácilmente erosionables, los efectos son más negativos que en zonas con colinas de menor pendiente. Por otra parte las tuberías del salto ejercen un impacto visual sobre el paisaje.

En las centrales de regulación, cuya misión es producir energía en horas de máxima demanda, el caudal de operación puede variar entre unos amplios márgenes, dependiendo de la demanda de energía. Las alteraciones de caudal producidos por este tipo de explotaciones puede producirse en intervalos de tiempo muy cortos, incluso de forma diaria. Estas modificaciones empobrecen las comunidades biológicas que habitan en el tramo de río afectado, ya que sólo algunas especies son capaces de adaptarse a estas condiciones tan cambiantes. En los lagos de montaña, también se producen en las centrales de bombeo oscilaciones bruscas de nivel y mezclas de agua a diferente temperatura. Las oscilaciones de nivel disminuyen la calidad del paisaje, afectando asimismo a las comunidades vegetales de los márgenes y riberas de los embalses.

En cuanto a las centrales de acumulación, al disponer de embalses capaces de almacenar una gran parte de la aportación anual del río mediante presas, se suceden una serie de procesos físicos y químicos que pueden alterar la calidad del agua. Lógicamente, estos problemas también se presentan en los embalses destinados a otros usos públicos del agua, ya que las instalaciones hidroeléctricas funcionan frecuentemente de forma conjunta.

En lo referente a la calidad del agua embalsada, el verano es la época más crítica ya que las aguas se estratifican térmicamente dificultando el transporte de oxígeno desde los niveles superficiales de la masa de agua hasta los más profundos. La ausencia de oxígeno propicia la aparición de sustancias tóxicas, y dado que las turbinas funcionan generalmente con aguas profundas, las aguas vertidas por el aprovechamiento hidroeléctrico suelen ser pobres en oxígeno, conteniendo asimismo sustancias contaminantes.

El movimiento del agua ocasionado por las turbinas también ocasiona anomalías en el ciclo térmico de los ríos que reciben las aguas en la época de estratificación térmica del embalse, puesto que si el agua vertida procede del fondo del embalse, el río aguas abajo recibe aguas más frías de lo que habitualmente le correspondería a la zona en época estival, modificándose altamente la fauna fluvial con la aparición de especies que corresponderían a climas más fríos.

Otros efectos ambientales de los embalses lo constituye el desequilibrio que generado en el transporte de materiales, la barrera que representan las presas para la migración de especies como los salmónidos, y la desecación temporal o permanente que pueden sufrir los cauces situados aguas abajo de los ríos.

Para paliar los efectos de las alteraciones excesivas de los caudales de los ríos, sobre todo en épocas estivales, se aplica el criterio del *caudal ecológico*, es decir, el caudal mínimo que debe circular por el cauce de un río para permitir el normal desarrollo de las poblaciones piscícolas que habitan en ese tramo. Mejorando además esta regulación, las características de los ríos y la calidad de vida de los asentamientos humanos próximos.

Finalmente, destacaremos por su importancia, tres fenómenos que afectan fundamentalmente a los embalses. Estos son: la eutrofización, el aterramiento y la estratificación térmica.

- La eutrofización es un fenómeno de enriquecimiento de las aguas de los embalses en nutrientes, especialmente en nitrógeno y fósforo, que determinan un aumento de su productividad. Ello conduce, en último término, a un deterioro de la calidad del agua por exceso de producción de algas en las capas más superficiales del embalse lo que se traduce en un exceso de consumo de oxígeno en las zonas más profundas del vaso, al producirse su descomposición. Este consumo excesivo de oxígeno puede llegar a provocar su agotamiento, impidiéndose el desarrollo de organismos en las capas más profundas de los embalses, además se favorece la acumulación de sustancias reducidas (amoniacos, sulfuros, manganesos, etc.), que dificultan el aprovechamiento del agua. Cuando el proceso de eutrofización se produce de forma natural, es muy lento y difícil de apreciar, pero si se le añaden los efectos de la actividad humana (agricultura, aguas residuales, etc.), este efecto se acelera de forma considerable.
- El aterramiento se debe a la retención de la carga sólida transportada por el agua en el embalse. La cantidad de sedimentos depositados depende del volumen y geometría del embalse. Así, mientras que en los grandes embalses se deposita prácticamente la totalidad de las partículas sólidas que penetran en el vaso, en los pequeños embalses, sólo una parte de estas partículas serán sedimentadas, lo que provoca que los materiales de granulometría más fina (limus y arcillas) puedan continuar, suspendidos por la corriente, aguas abajo. En general, los materiales más gruesos se depositan en la cabecera del embalse, mientras que los más finos se depositan en el interior del mismo. Este proceso de sedimentación se traduce en un aumento del poder erosivo del río aguas abajo del embalse y en una disminución del *limus* en las riberas, repercutiendo en la fauna piscícola al modificarse la aportación de los materiales usados por estas especies para la construcción de los frezaderos. Resulta por tanto imprescindible realizar un continuo análisis de la sedimentación que va a tener lugar en un embalse, efectuándose una previsión incluso en la fase previa a la construcción del embalse.
- Estratificación térmica: en la época estival coincidiendo con el aumento de la temperatura y una mayor radiación solar, se forman tres zonas verticales en los embalses: una superficial, más caliente y menos densa (epilimnion), otra profunda más fina y densa (hipolimnion) y otra intermedia (metalimnion) donde los parámetros se manifiestan según gradientes muy intensos que hacen de frontera entre las dos anteriores. Como consecuencia de la dificultad en el transporte vertical del

oxígeno desde las capas más profundas a las más superficiales (debido a estas variaciones de densidad y temperatura), la cantidad de oxígeno consumida en la oxidación de residuos orgánicos (tales como restos vegetales en el vaso del embalse) puede no ser repuesta, produciéndose un fuerte agotamiento del oxígeno, lo que conlleva la aparición de unas condiciones reductoras en las capas más profundas, que pueden dar lugar a procesos de sulfuración, desnitrificación, e incluso a la aparición de metano. Así, cuando sale el agua del embalse por los niveles más profundos (caso más habitual en las instalaciones con turbinas), su temperatura será más fría, con una menor concentración de oxígeno y con un contenido de arenas y gravas finas mucho menor que las que circularían si no existiera el embalse. La instalación de tomas de agua, depósitos de aireación y una buena gestión de las aguas permite en cierta medida disminuir estos efectos.

#### 11.4 Las centrales termoeléctricas clásicas

Son las centrales más antiguas empleadas para la generación de energía eléctrica. Para esta generación de energía utilizan combustibles fósiles, pudiendo 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 a tal 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 centrales térmicas clásicas, mientras que si los combustibles son el uranio o el sol, y los términos tecnológicos los reactores o colectores solares, las centrales serán de nueva generación (nucleares, solares, etc.).

Las centrales térmicas convencionales, independientemente de tipo de combustible fósil utilizado (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 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 aseguran 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...) está 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 cintas transportadoras, e inyectado en su interior 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, en el interior de la caldera, donde unos quemadores adaptados a este fluido líquido producirán su combustión.

- Centrales termoeléctricas de gas: en este tipo de centrales el almacenamiento se realizará 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 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 anteriores, 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. Esta energía convierte a su vez, en vapor de agua a alta temperatura, el agua que circula por una extensa red formada por cientos 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 presión y uno de baja presión, unidos por un mismo eje.

La constitución de los tres cuerpos de la turbina, difiere en función de la presión del vapor que a ellos accede. En el primer cuerpo, el de alta presión, hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee aún centenares de álabes, pero de mayor tamaño. Finalmente el cuerpo a baja presión, dispone de un 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 energía a medida que avanza por los cuerpos de la turbina.

Las minúsculas gotas de agua en suspensión que transporta el vapor una vez en el interior de las turbinas, podrían ser lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles. Para evitar este fenómeno, y antes de entrar en la turbina, se disponen deshumidificadores que eliminan gran parte de la humedad del vapor, entrando el mismo seco en la cámara de la turbina.

Una vez en la turbina, el vapor de agua a presión hace girar los álabes, generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina hace girar un alternador, produciendo energía eléctrica. Ésta es enviada a la red de transporte con alta tensión y baja intensidad gracias al concurso de un transformador.

Una vez debilitada la presión del vapor, éste puede ser enviado a unos condensadores donde es enfriado y convertido de nuevo en agua. Finalmente, el agua es conducida de nuevo a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo vuelve a iniciarse. En muchas centrales termoeléctricas, el calor residual del vapor enfriado en los condensadores no se desprecia, utilizándose 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 enfriarse el vapor de agua en los condensadores. Estas torres disponen de unas rejillas por las que se distribuye el agua en minúsculas gotas. Por convección, se produce un tiro de aire frío en el interior de la chimenea en sentido ascendente, mientras que las gotas de agua de refrigeración van en sentido descendente. Como resultado, se produce un enfriamiento del agua que es recogida en la parte inferior de la torre, mientras