



Centrales de Generación de Energía Eléctrica

Profesores:

Inmaculada Fernández Diego

Arsenio Ramón Robles Díaz

Licencia: Creative Commons 3.0 BY-NC-SA

UNIDAD DIDÁCTICA 2: EL GENERADOR SÍNCRONO

**2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE FUNCIONAMIENTO
DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS**

**2.2. DISPOSICIÓN CONSTRUCTIVA DE LOS GENERADORES
TRIFÁSICOS SÍNCRONOS: DISPOSICIÓN DE LOS
GENERADORES PARA CENTRALES HIDRÁULICAS**

**2.3. OSCILACIONES PENDULARES DE LOS GENERADORES
TRIFÁSICOS SÍNCRONOS**

**2.4. REFRIGERACIÓN DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS
SÍNCRONOS**

**2.5. REGULACIÓN DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS
SÍNCRONOS**

**2.6. SISTEMAS CLÁSICOS DE EXCITACIÓN DE LOS
GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS**

**2.7. SISTEMAS MODERNOS DE EXCITACIÓN DE LOS
GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS**

2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE FUNCIONAMIENTO DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS

Los alternadores síncronos deben de cumplir unas exigencias mecánicas:

- El momento de inercia de la masa giratoria.
- Esfuerzos a los que se encuentran sometidos cuando se alcanza la velocidad de fuga.

Para prever la potencia máxima de un generador:

Se determina mediante la siguiente fórmula y se expresa siempre en kVA:

$$P = C \cdot B \cdot A \cdot d^2 \cdot l \cdot n \quad (1)$$

Donde:

C: cte.

B: campo de inducción del entrehierro para obtener la tensión nominal (Gauss).

A: densidad periférica.

d: diámetro interior del estator.

l: longitud del entrehierro.

n: revoluciones por minuto.

A partir de una serie de relaciones la ecuación anterior se transforma en:

$$P = 5 \cdot d^2 \cdot l \cdot n \quad (2)$$

De esta ecuación podemos deducir que para una determinada velocidad n (rpm) la potencia máxima viene fijada por “d” y “l” y de una eficacia en la refrigeración que con posterioridad veremos.

El diámetro d queda determinada por el valor V_{max} (velocidad periferia) siendo:

$$V_{max} = w \cdot r = \frac{2\pi n_{max}}{60} \cdot \frac{d}{2} = \frac{\pi n_{max} d}{60}$$

Y despejando el diámetro

$$d = \frac{60V_{max}}{\pi n_{max}} \quad (3)$$

Sustituyendo (3) en (2):

$$P = \frac{5 \cdot 60^2 V_{\max}^2}{\pi^2 k^2 n}$$

Velocidad de embalamiento

Si el par resistente (entre la turbina y el motor generador) opuesto al par motor de la turbina se anula sin intervenir la regulación, la velocidad aumenta hasta un valor máximo.

La relación K no sólo influye a la hora de determinar la potencia máxima del alternador si no que el valor de la K tiene un valor decisivo a la hora de determinar las características constructivas de los generadores accionados por turbinas hidráulicas. Según la k se escogerá una u otra turbina:

- k=1,8 → Turbinas Pelton
- k=1,6 → Turbinas Francis (lentas y normales)
- k=1,9 → Turbinas Francis (rápidas)
- k=2,3 → Turbinas Hélice
- 2,5 < k < 3,5 → Turbinas Kaplan

Momento de inercia

El momento de inercia se obtiene:

$$J = MR^2 = \frac{GD^2}{4g}$$

Si tenemos máquinas motrices del mismo tipo, los momentos necesarios para la regulación vienen dados por la siguiente fórmula:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{n_2^2}{n_1^2}$$

Vemos que dichos momentos son inversamente proporcionales al cuadrado de la velocidad.

- El peso de un generador viene dado por la fórmula:

$$G = C \cdot P^{\frac{1}{2}} \cdot J^{\frac{1}{4}}$$

Si conectamos un generador a dos máquinas matrices (turbinas) tendremos que para una misma potencia:

$$\frac{G_1}{G_2} = \frac{J_1^{\frac{1}{4}}}{J_2^{\frac{1}{4}}}$$

Relacionando las ecuaciones:

$$\frac{G_1}{G_2} = \sqrt{\frac{n_2}{n_1}}$$

De esta última fórmula deducimos que el peso de un generador es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de su velocidad. Cuanto mayor sea la velocidad menor será el peso del generador a igualdad de potencias. Como el precio de un generador es directamente proporcional al peso, un generador es tanto más económico cuanto mayor sea su velocidad.

Constante de aceleración

Este parámetro también recibe el nombre de tiempo de lanzamiento. El tiempo de lanzamiento es el tiempo necesario para que el grupo máquina motriz-generator, partiendo del reposo, alcance la velocidad nominal bajo la acción de una par constante.

$$T_a = \frac{J\omega^2}{1000P_n}$$

El par constante es igual al par correspondiente a la velocidad nominal. Hay unos valores de este tiempo, constante de aceleración, que depende de la turbina empleada

- $4 < T_a < 8 \text{ s} \rightarrow$ Turbinas Pelton y Francis.
- $8 < T_a < 14 \text{ s} \rightarrow$ Turbinas Kaplan.

Una máquina eléctrica es tanto más económica cuanto menor es el valor de la relación longitud del estator/diámetro interno.

Un aumento del momento de inercia provoca no solo un encarecimiento del alternador si no que el rendimiento disminuye.

Características eléctricas

Estos generadores deben suministrar la potencia activa y reactiva de la red, y por ello se les impone la exigencia de que deben proporcionar la potencia nominal con un $\text{fdp}=0,7$. En la actualidad se fija la potencia nominal para un $\text{fdp}=0,8$. En las grandes unidades se llega a valores de $\text{fdp}=0,9$.

- Capacidad de sobrecarga: en centrales punta es del orden del 15-20% de la potencia nominal.

- Relación de cortocircuito: en aquellas de velocidad elevada la relación de cortocircuito está comprendida entre 0,8-1,1. Sin embargo, en los de velocidad baja la relación de cortocircuito se encuentra entre 1,1-1,3.

La relación de cortocircuito es la relación entre la corriente de excitación y la corriente de excitación necesaria para producir una corriente de cortocircuito igual a la intensidad nominal en el estator.

Debe de tenerse en cuenta la influencia de la relación de cortocircuito sobre el dimensionado de la máquina. Si tenemos un diámetro de rotor dado y si la relación de cortocircuito se disminuye, esto indica una relación muy sensible de la longitud del hierro, lo cual evidentemente implica un menor peso del generador y por tanto más barato su adquisición y montaje.

- Reactancia síncrona: depende de la relación entre la corriente de excitación y la intensidad (la inversa de la relación de cortocircuito).

Teniendo en cuenta la densidad periférica de la corriente, debemos de considerar:

- Cuanto mayor es la densidad periférica permaneciendo el entrehierro constante, mayor es también la reactancia síncrona y por tanto, menor es el valor de k .

- Si el entrehierro aumenta y al densidad periférica permanece constante, la reactancia síncrona disminuye, aumentando como consecuencia la constante de cortocircuito. Esto implica que las dimensiones de la maquina son mayores, aumentando por tanto el coste de la maquina.

El valor de la densidad periférica en estos generadores depende fundamentalmente de dos cosas:

- El calentamiento admisible
- El del entrehierro depende de que la tensión sea de forma tan próxima como sea posible sinusoidal.

Por tanto es corriente servirse del valor de relación de cortocircuito para comprobar la estabilidad estática de la máquina.

- Reactancia transitoria: este parámetro se emplea para evaluar la estabilidad dinámica de las máquinas síncronas, es decir, su modo de comportarse cuando se producen variaciones bruscas en su carga, o como varía la corriente que desarrolla la máquina cuando se produce un cortocircuito. Esta resistencia es la correspondiente a la dispersión de los arrollamientos del rotor y estator, considerada esta dispersión en su efecto total respecto al inducido y viene expresada por la siguiente fórmula:

$$x'_d = \frac{U}{\sqrt{3}I'_d}$$

- La estabilidad dinámica aumenta cuando la reactancia de fugas disminuye y esta reducción sólo puede conseguirse disminuyendo la densidad periférica de la corriente del estator.
- Tenemos que tener en cuenta que la reactancia transitoria no es la única que influye en la estabilidad dinámica, sino que debe considerarse la suma de las reactancias de fuga del transformador, al cual se haya conectado el generador.

En resumen, para mejorar la estabilidad dinámica, la reducción de la reactancia síncrona no es un método muy conveniente y a la hora de resolverlo se debe de hacer por medio de un sistema de Regulación de la corriente de excitación lo suficientemente rápido.

Diagramas de funcionamiento de los generadores trifásicos

Para que tengamos una idea aproximada del funcionamiento de estos generadores es necesario recurrir a la representación vectorial (Figura 2.1) de sus características eléctricas:

- Potencias.
- Tensiones en bornes.
- F.e.m.
- Corrientes de excitación.

En general el diagrama vectorial de un generador síncrono tiene los mismos fundamentos que un transformador:

- a) Circuito primario: el de excitación alimentando por cc.
- b) Circuito secundario: el arrollamiento del inducido

Como sabemos que la frecuencia de la corriente que alimenta al primario es cero y la frecuencia que se produce en el secundario es de 50 Hz, tenemos en cuenta los siguientes parámetros (Figuras 2.2, 2.3 y 2.4):

- Tensión en bornes del generador.
 - Corriente producida.
- Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

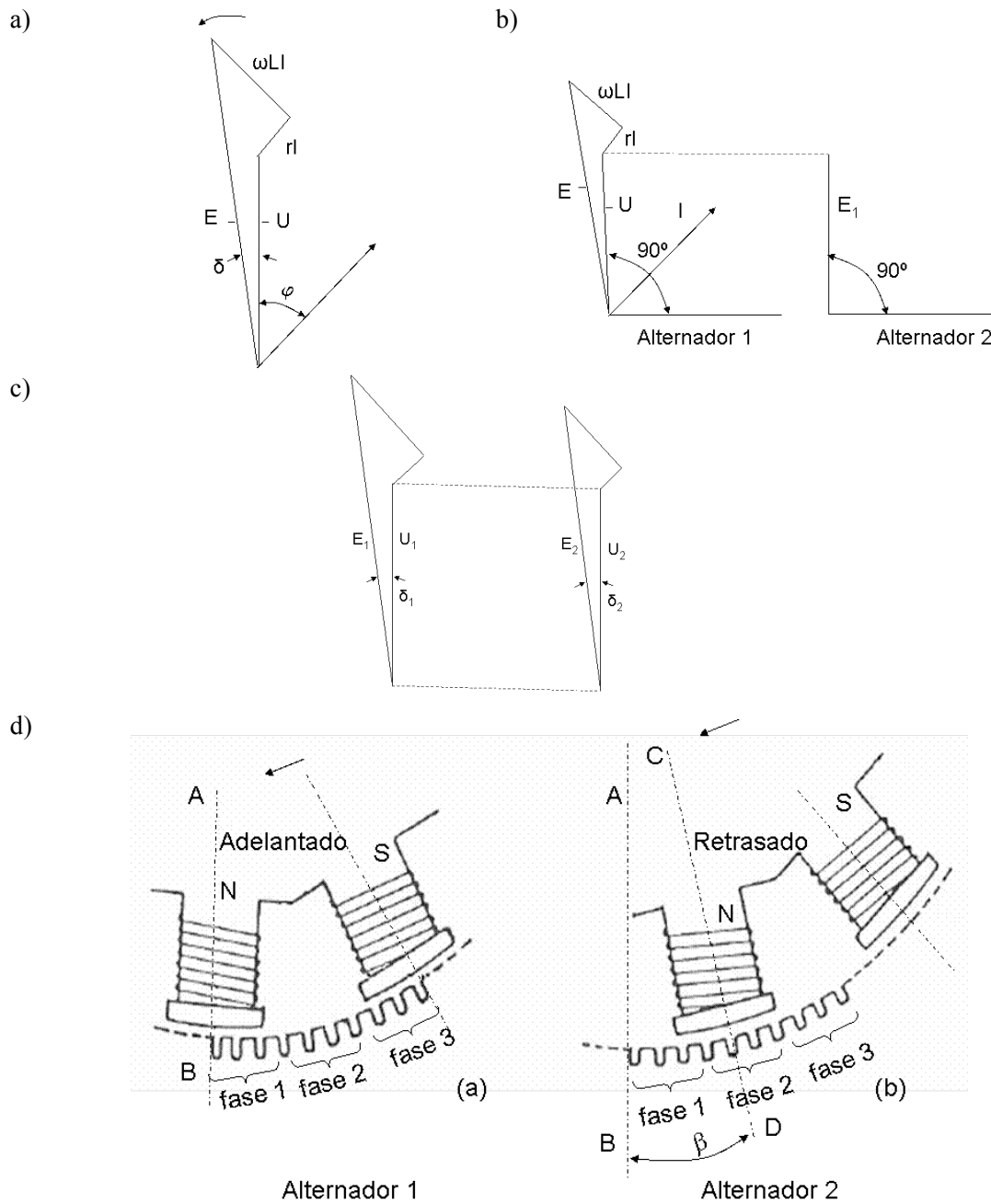


Figura 2.1. a) Diagrama de los vectores del funcionamiento de un alternador; b) Acoplamiento de dos alternadores, uno en carga y otro en vacío, c) Acoplamiento de dos alternadores que funcionan con carga, d) Representación de una rueda polar en relación con el estator de un alternador.

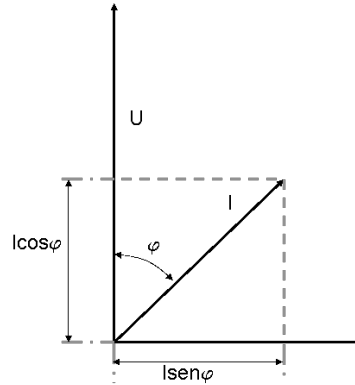


Figura 2.2. Descomposición del factor intensidad en sus dos componentes vatiada y devatiada.

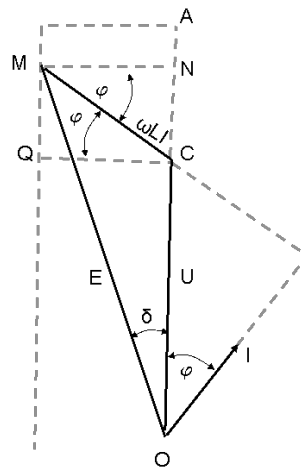


Figura 2.3. Diagrama simplificado del funcionamiento de un alternador.

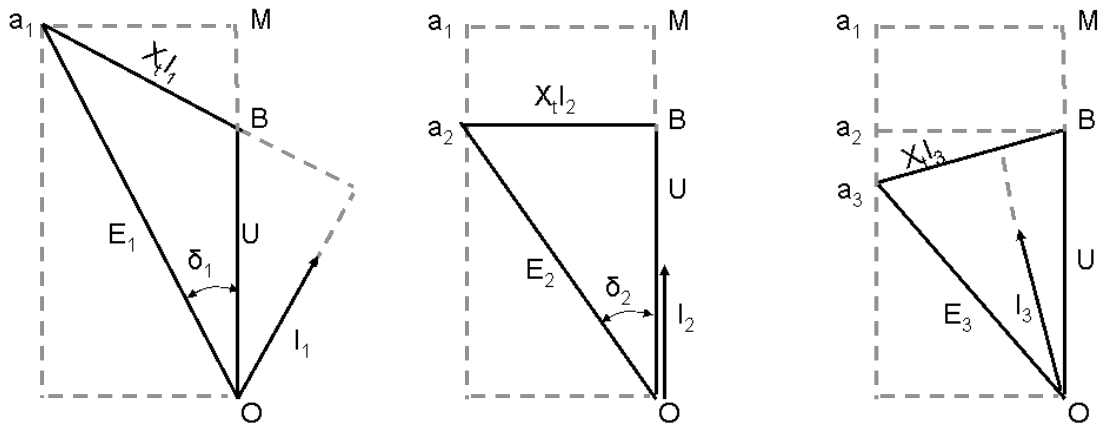


Figura 2.4. Tres posiciones del vector fuerza electromotriz según el valor de la excitación (por orden: a, b, c).

Figura 2.6. Diagrama vectorial de un generador síncrono. Carga puramente óhmica. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

b) Carga puramente inductiva ($\cos \varphi = 0$, para $\varphi = -\pi/2$)

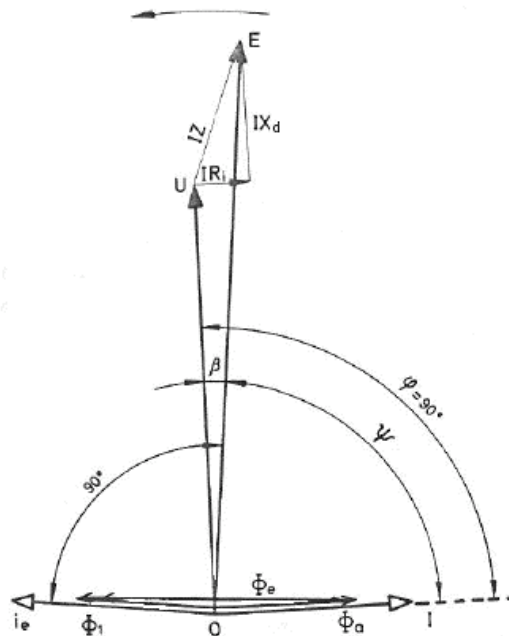


Figura 2.7. Diagrama vectorial de un generador síncrono. Carga puramente inductiva. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

c) Carga puramente capacitiva ($\cos \varphi = 0$, para $\varphi = +\pi/2$)

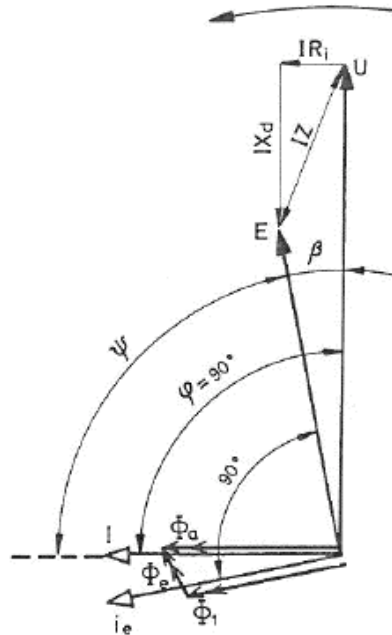


Figura 2.8. Diagrama vectorial de un generador síncrono. Carga puramente capacitiva. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

Los triángulos que aparecen en la Figura 2.9 son los triángulos de Poiter.

Para dar unos conceptos claros sobre las características de funcionamiento de los generadores síncronos tenemos que observar en la figura la conocida curva característica de vacío de un generador síncrono trifásico.

En esta figura hemos dibujado el triángulo de Poiter indicando como debe de determinarse la corriente de excitación para diferentes valores de $\cos\theta$:

- El punto A corresponde para un $\cos\theta=0$ y retraso de fase, siendo el valor máximo de la corriente de excitación.
- El punto D el $\cos\theta=1$ y debe reducirse la corriente de excitación.

Hay que estudiar atentamente el problema para que el funcionamiento del generador se adapte a las características de la red. ¿Cuáles son estas características a considerar?

- Exigencias del consumo.
- La naturaleza de las posibles cargas.

Para escoger el generador más apropiado se deben considerar:

- 1) El trazado de la red.
- 2) La naturaleza de los receptores de energía eléctrica conectados.

Una vez que se hayan fijado las tensiones de transporte de la energía eléctrica deberán controlarse los probables efectos capacitivos de dichas líneas; la corriente debida a la capacidad

$$I_c = \frac{l \cdot U}{350}$$

de las líneas puede calcularse mediante:

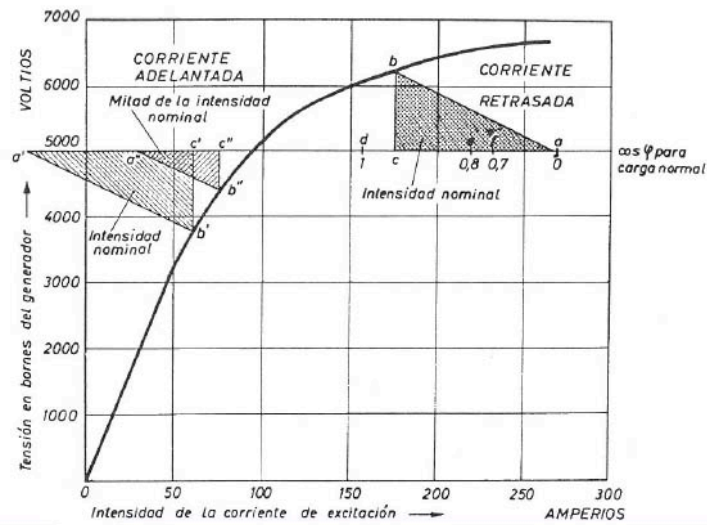


Figura 2.9. Característica de funcionamiento en vacío y puntos de carga de un generador síncrono. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

2.2. DISPOSICIÓN CONSTRUCTIVA DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS: DISPOSICIÓN DE LOS GENERADORES PARA CENTRALES HIDRÁULICAS

2.2.1. Generalidades

Los generadores trifásicos que se usan en las centrales eléctricas se rigen por el número de vueltas de sus máquinas motrices. Los alternadores acoplados a las turbinas eléctricas se construyen para velocidades muy distintas según su potencia, altura de salto y tipo de turbina. Estos alternadores trifásicos son para frecuencias de 50Hz.

Hasta la velocidad de 750 rpm el rotor es de tipo de polos salientes y son de eje vertical. Sin embargo, para velocidades superiores a 750 rpm el rotor es de tipo cilíndrico y son de tipo horizontal.

En cuanto al diámetro exterior del rotor, si éste no rebasa los 5 m, está constituido por un anillo de acero al cual van fijados los polos mediante una cola de milano. Si el diámetro exterior es mayor de 5 m el rotor está formado usualmente por placas de acero.

En cuanto a las centrales térmicas con combustibles convencionales (carbón, gas natural, gasoil, etc..) se emplean los turbogeneradores. La característica fundamental que las diferencia es la velocidad de giro síncrono de 3000 rpm (50Hz). En este caso los rotores cilíndricos con bobinados de excitación distribuidos y no son de polos salientes; con esta velocidad normalmente el generador puede alcanzar alrededor de una potencia de 50 MVA. ¿Existe pues un límite de la potencia o qué es lo que nos marca ese límite? Estos límites los marcan los esfuerzos mecánicos.

No obstante, en cuanto al estator, este también se encuentra sometido a grandes esfuerzos mecánicos (cuando más sufre es en caso de cortocircuitos).

Cuando se producen perturbaciones en la red a continuación aparecen las temidas oscilaciones mecánicas en el rotor y por lo tanto, da lugar a pérdidas de sincronismo en los generadores. ¿Cómo se puede evitar?

- a) Los generadores poseen un arrollamiento amortiguador.
 - b) Se emplean polos macizos.
- } Para centrales hidráulicas

c) En el caso de turbogeneradores, poseen bandas de cobre debajo de las chaveteras de las ranuras del rotor.

En el caso de que se tenga un generador de polos salientes, las zapatas polares se atraviesan con unas varillas (varillas amortiguadoras).

Ejemplos:

- En las centrales termonucleares (reactores en agua en ebullición BWR) se utilizan turbogeneradores tetrapolares de unas 1500 rpm. Si se poseen reactores de agua a presión (PWR) se utilizan turbogeneradores bipolares de mayor velocidad, 3000 rpm.

- Si los alternadores se accionan por medio de turbinas hidráulicas o motores diesel se pondrán rotores multipolares. Las velocidades de sincronismo son inferiores a 100 rpm.

En las grandes centrales hidráulicas las velocidades de sincronismo están dentro del intervalo 60-125 rpm, llegando a tener como mucho 24 pares de polos.

2.2.2. Características de los generadores síncronos

Los parámetros fundamentales a considerar en los generadores de las centrales hidráulicas:

- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Potencia aparente
- Factor de potencia
- Tensión
- Reactancia síncrona (relación de cortocircuito)

Para la selección de la turbina hay que considerar que influye en:

- Velocidad nominal
- Velocidad de embalamiento
- Momento de inercia

Aquellos generadores que están accionados por turbinas Pelton o Kaplan tienen una potencia comprendida entre 5-200 MW. Para mayores potencias usamos las turbinas Francis.

Supongamos un proyecto de una central con una potencia P . Podemos establecer varios proyectos formando varios grupos (turbina-generador), en cuyo caso las potencias unitarias de cada grupo, serían la mitad, tercera parte o cuarta parte... respectivamente de la potencia nominal.

La elección del factor de potencia depende considerablemente de la posición de la central respecto a la red distribuidora y de otros centros de generación. De todas maneras, la potencia reactiva que suministran los generadores accionados por turbinas hidráulicas suele ser pequeña $\cos\theta = 0.85$.

El concepto de potencia por polo es muy importante porque corresponde a la utilización del polo en el flujo magnético y en la fuerza.

El problema de la refrigeración en los generadores de una central hidráulica no es tan importante como en los turbogeneradores (poseen mayor velocidad), lo que implica una menor pérdida por unidad de superficie en los generadores de las centrales hidráulicas. Para generadores (más de 8 polos) habría pérdidas de unos 4 W/m^2 . El aumento de la potencia por polo ha planteado el problema de la refrigeración de los cojinetes tanto en generadores horizontales como en verticales, dando lugar a diferentes soluciones de refrigeración, bien por aceite o por medio de aire.

Para las grandes máquinas, como es nuestro caso, se emplea la excitación clásica (máquinas giratorias de corriente continua: excitatriz principal y la piloto). En los generadores de pequeña y mediana potencia se utiliza excitación estática.

2.2.3. Conjuntos constructivos de turbogeneradores

A continuación se describen las partes del turbogenerador Westinghouse de eje horizontal que aparece en las Figura 2.10:

1. Rotor.
2. Soporte del cojinete.
3. Cubierta de un perno de anclaje.
4. Tapa para cubrir los terminales de unos detectores de temperatura.
5. Ventanilla de inspección.
6. Orejeta para izarle.
7. Núcleo magnético del estator.
8. Bobinado del rotor.
9. Cojinete del generador.
10. Anillos colectores y dispositivos porta-escobillas.

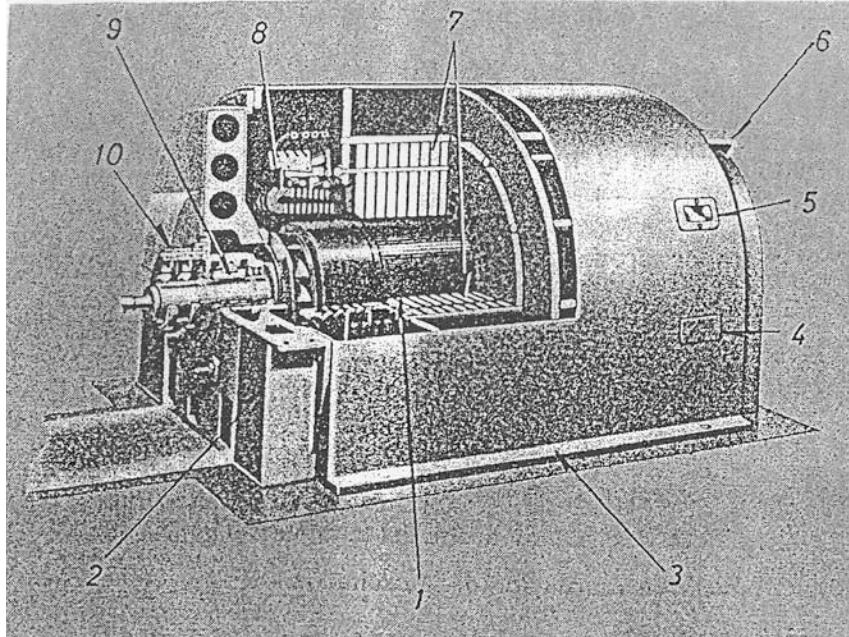


Figura 2.10. Corte parcial de un turbogenerador Westinghouse de 7,5 MW [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

A continuación las partes que aparecen en el corte parcial de la excitatriz del generador de la Figura 2.11:

1. Generador tacométrico.
2. Colector de la excitatriz.
3. Inducido de la excitatriz.
4. Polos y bobinas del inductor de la excitatriz.
5. Dispositivo porta-escobillas.
6. Anillos colectores.
7. Desagüe de aceite en el cojinete.
8. Conducto de ventilación.
9. Filtros de aire.
10. Tubos de desagüe del cojinete.
11. Cojinete de la excitatriz.

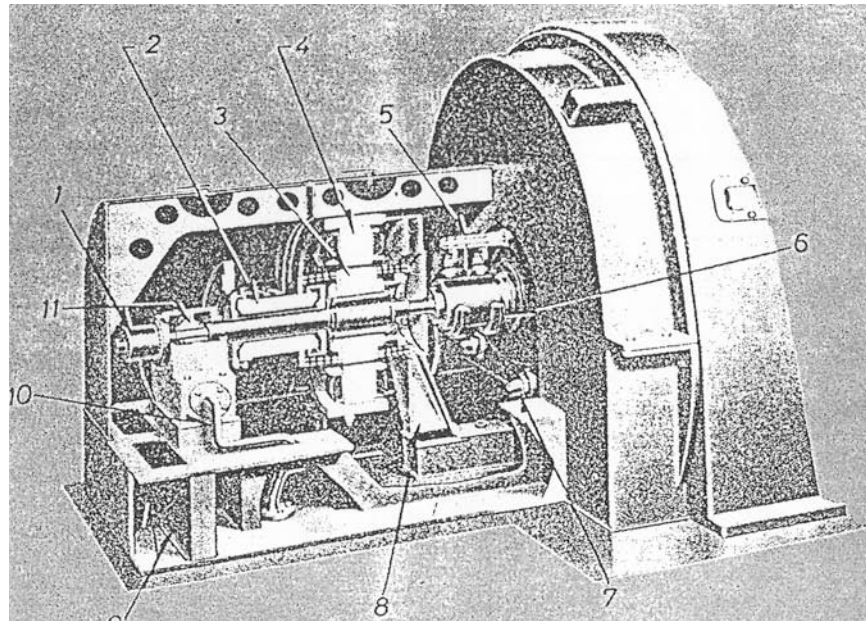
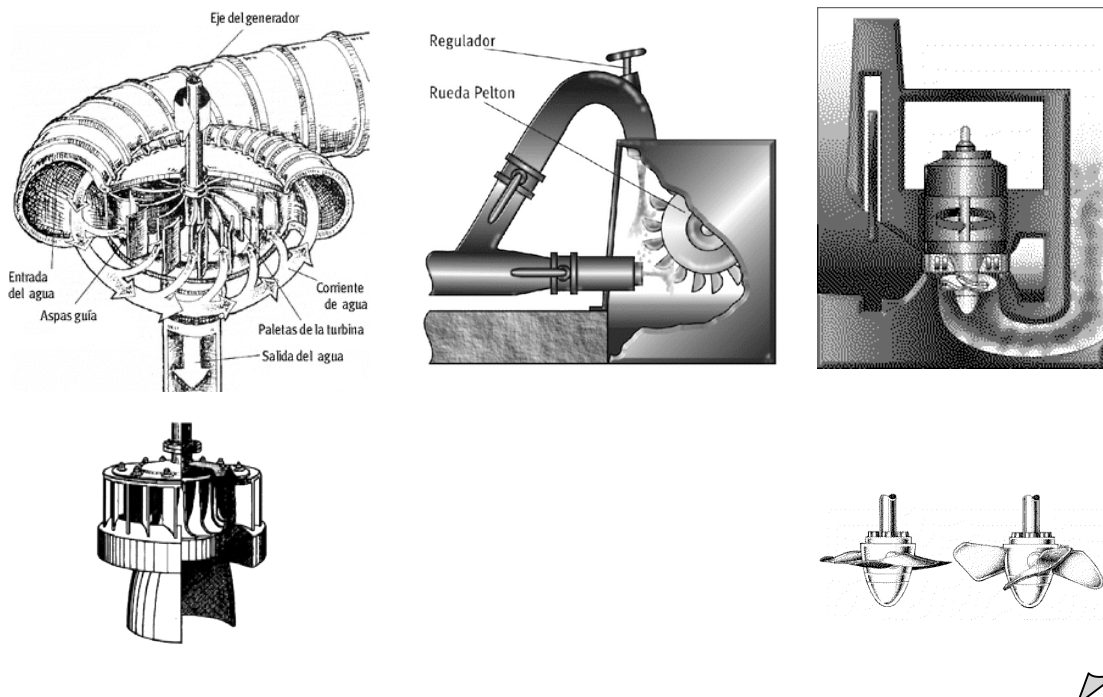


Figura 2.11. Corte parcial de la excitatriz del turbogenerador Westinghouse de 7,5 MW [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

2.2.4. Disposición de los generadores para centrales hidráulicas

NOTA: PRINCIPALES TIPOS DE TURBINAS HIDRÁULICAS

[<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia40/HTML/articulo07.htm>]



En los grupos accionados por turbinas Pelton, con disposición de eje horizontal, el rodete se monta corrientemente en la extremidad del árbol del generador, y solamente para grandes potencias se pueden prever 2 rodetes montados respectivamente en cada extremidad. El grupo se apoya así sobre dos soportes solamente y su longitud es reducida. Las excitatrices principal y auxiliar se montan, entonces, acopladas a uno de los rodetes de la turbina por intermedio de un árbol auxiliar y acoplamiento elástico.

En los grupos accionados por turbinas Francis, el rodete va montado en el extremo del eje del alternador, lo cual exige que uno de los cojinetes del generador soporte el empuje axial de la turbina. El generador lleva entonces un cojinete que resista en la presión axial.

Cuando se trata de grandes potencias se adopta generalmente el alternador con eje vertical tanto para las turbinas Pelton como para turbinas Francis o Kaplan. Corresponden a este caso las construcciones mostradas a continuación (Figuras 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17,).

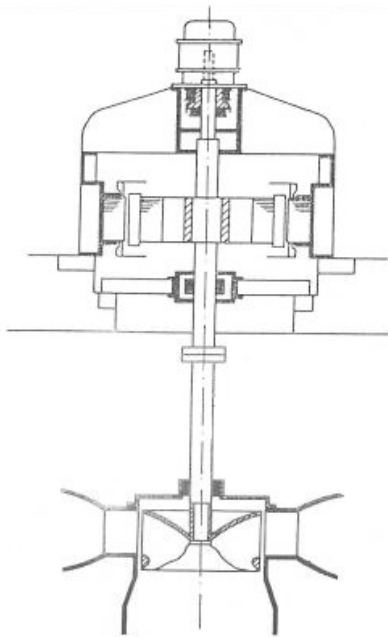


Figura 2.12. Disposición de los soportes de los generadores síncronos de eje vertical. 3 soportes de guía y soporte de suspensión en la traviesa superior. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

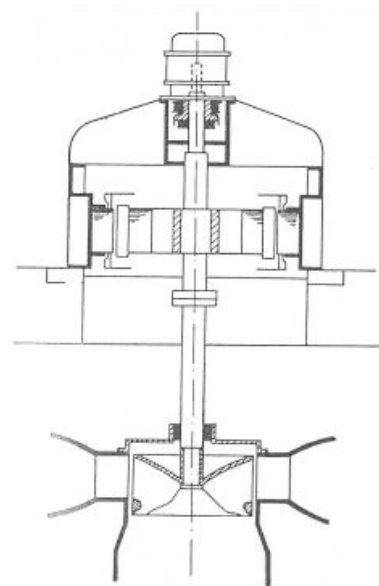


Figura 2.13. Disposición de los soportes de los generadores síncronos de eje vertical. 2 soportes de guía y soporte de suspensión en la traviesa superior. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

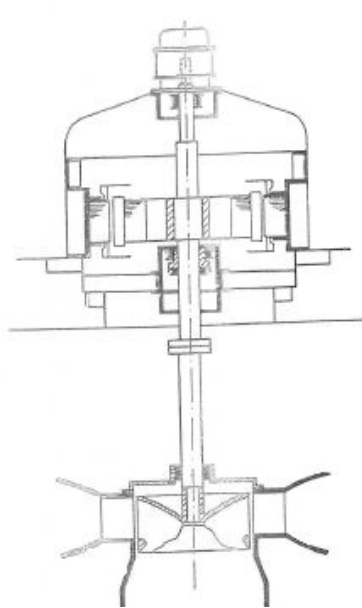


Figura 2.14. Disposición de los soportes de los generadores síncronos de eje vertical. 3 soportes de guía y soporte de suspensión en la travesía inferior. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

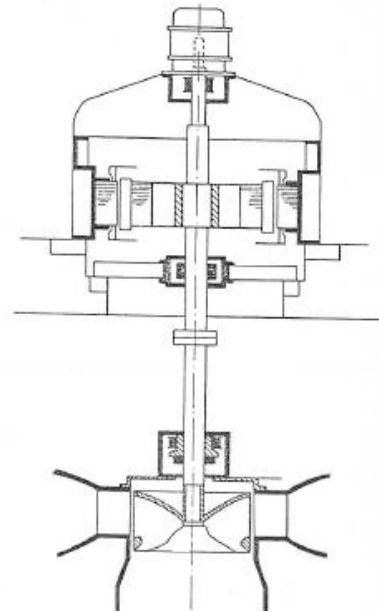


Figura 2.16. Disposición de los soportes de los generadores síncronos de eje vertical. 3 soportes de guía y soporte de suspensión en la tapa de la turbina. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

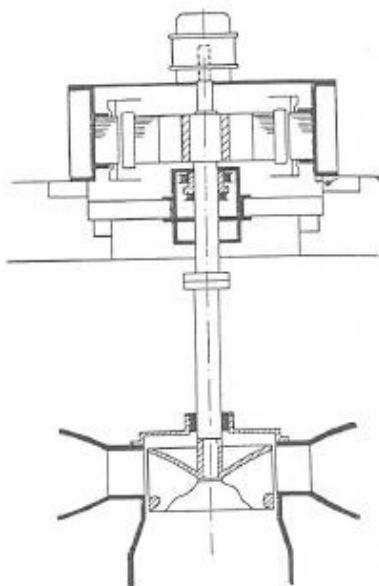


Figura 2.15. Disposición de los soportes de los generadores síncronos de eje vertical. 2 soportes de guía y soporte de suspensión en la travesía inferior. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

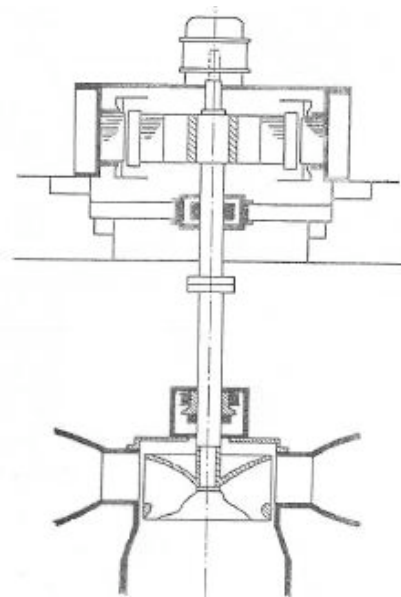


Figura 2.17. Disposición de los soportes de los generadores síncronos de eje vertical. 2 soportes de guía y soporte de suspensión en la tapa de la turbina. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

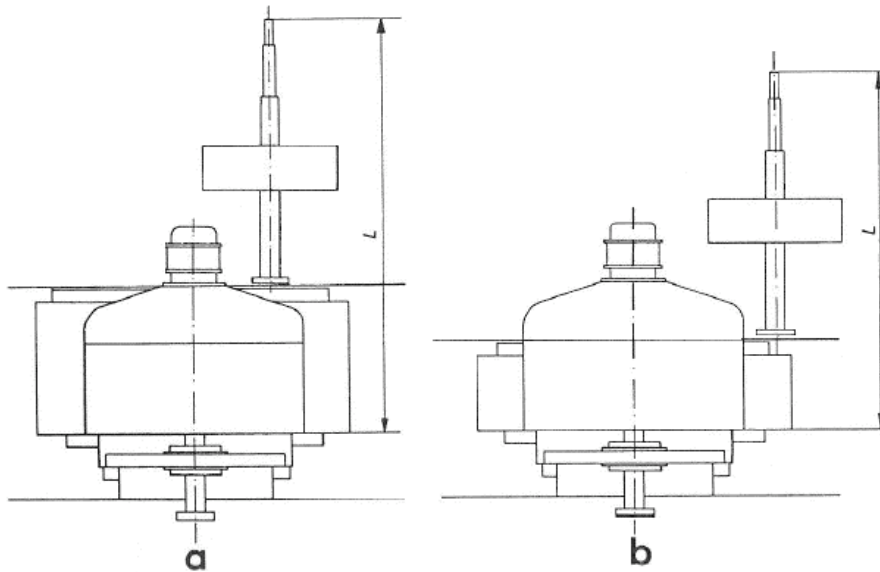


Figura 2.18. Posibilidades de empotramiento de un generador síncrono de eje vertical. A) Generador empotrado, b) generador no empotrado. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

2.2.5. Conjuntos constructivos de generadores para centrales hidráulicas

A continuación las partes que aparecen en el corte parcial de la excitatriz del generador de la Figura 2.19:

A. Rotor

1. Núcleo magnético del rotor.
2. Anillo de sustentación.
3. Cables conductores de la corriente de excitación.
4. Sujeción de los arrollamientos de los polos inductores a estos.
5. Anillos colectores con sus escobillas.
6. Canales de ventilación.
7. Eje común de la excitatriz y del generador síncrono.

B. Estator

8. Núcleo magnético del estator.
9. Órganos sustentadores del núcleo magnético del estator.
10. Arrollamiento del estator.
11. Órganos de sustentación del arrollamiento del estator.

12. Caja de bornes.

13. Canales de ventilación.

C. Soporte del lado de transmisión

14. Cabeza del cojinete.

15. Soporte del cojinete.

D. Soporte del lado de las escobillas

16. cabeza del cojinete.

17. Soporte del cojinete.

E. Excitatriz

18. Estator de la excitatriz.

19. Rotor de la excitatriz.

20. Colector de la excitatriz.

21. Tapa o carcasa de la excitatriz.

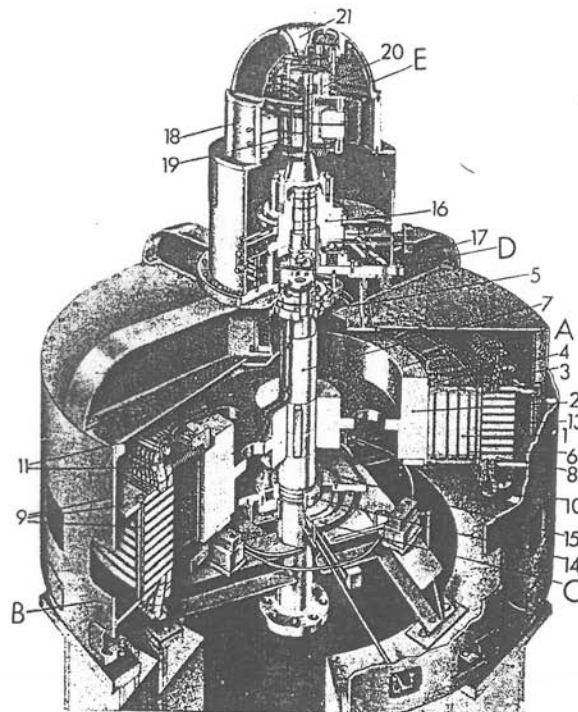


Figura 2.19. Corte parcial de un generador Westinghouse de eje vertical [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

Las partes del generador de la Figura 2.20, es como en el caso anterior, de eje vertical, aunque la diferencia radica en que posee menor longitud axial posibilitando su colocación en edificio.

1. Dispositivo que regula la sobre-velocidad.
2. Excitatriz piloto.
3. Excitatriz principal.
4. Plataforma de inspección de la excitatriz.
5. deposito de aceite.
6. Cojinete superior de guía y empuje.
7. Serpentín de refrigeración del cojinete.
8. Traviesa superior de apoyo.
9. Arrollamientos del estator.
10. Núcleo magnético.
11. Carter de ventilación.
12. Dispositivo de refrigeración.
13. Arrollamientos de los polos inductores.
14. Estrella del rotor.
15. Núcleo magnético del rotor.
16. Placa del asiento del estator.
17. Perno de fijación de dicha placa de asiento.
18. Dispositivo amortiguador de oscilaciones.
- 19 Placa de asiento.
20. Traviesa.
21. Deposito de aceite.
22. Brida de acoplamiento a la turbina.

A este tipo de generadores se les denomina con disposición de tipo paraguas.

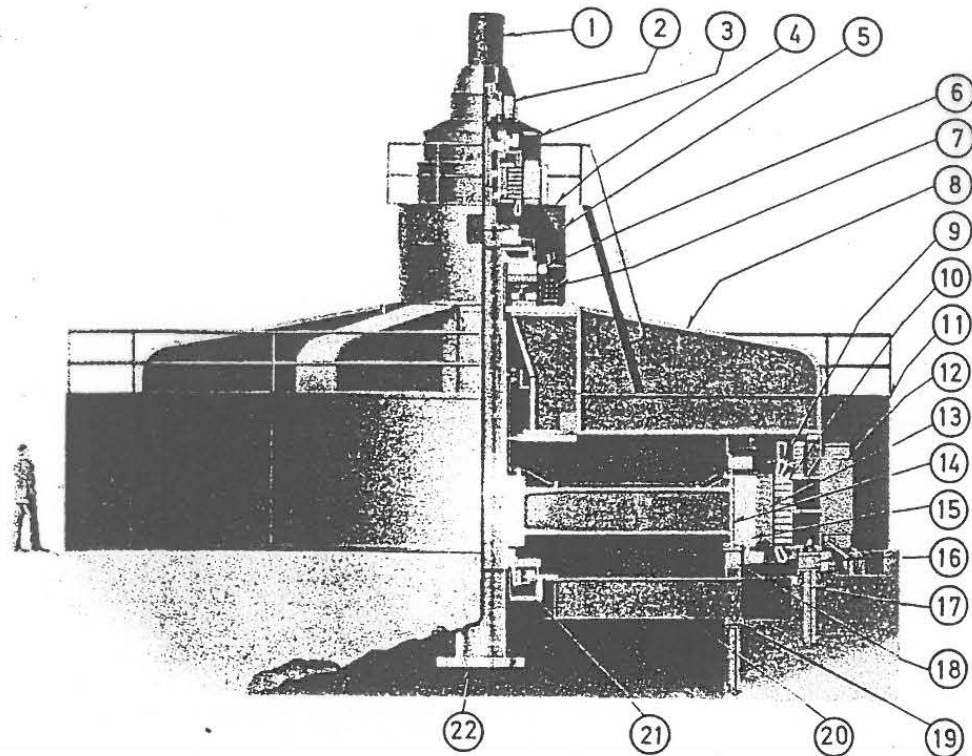


Figura 2.20. Generador trifásico Westinghouse, de eje vertical [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

Las partes del generador Westinghouse de eje horizontal, potencia $S=1500$ kVA, de la Figura 2.21 son:

A. Rotor

1. Núcleo magnético del rotor y los polos.
2. Órganos de sustentación del núcleo magnético del rotor.
3. Cables conductores de la corriente de excitación.
4. Sujeción de los arrollamientos de los polos inductores a estos.
5. Anillos colectores con sus escobillas.
6. Canales de ventilación.
7. Eje común de la excitatriz y del generador síncrono.

B. Estator

8. Núcleo magnético del estator.
9. Carcasa.
10. Bobinas del estator.

11. Órganos de sustentación del arrollamiento del estator.
12. Caja de bornes.
13. Canales de ventilación dispuestos transversalmente.

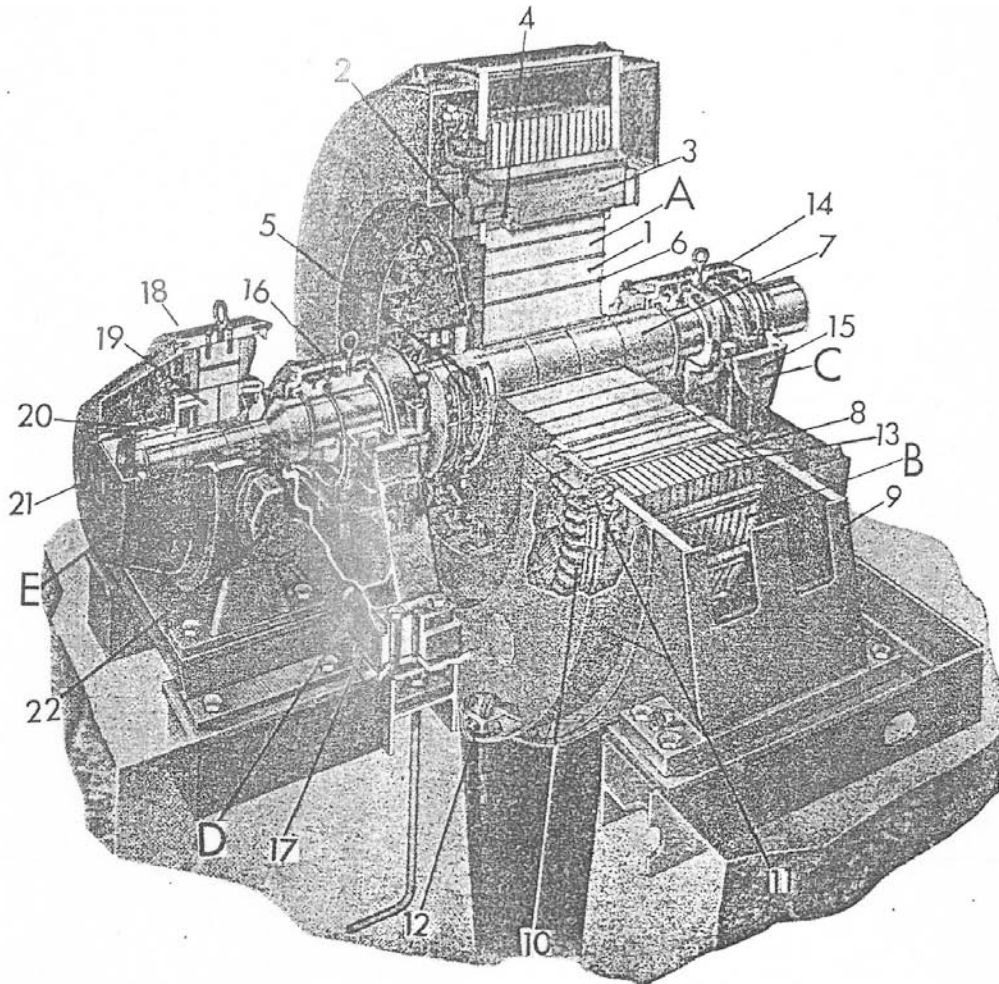


Figura 2.21. Corte parcial de un generador Westinghouse, de eje horizontal [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

C. Soporte del lado de transmisión

14. Cabeza del cojinete.
15. Soporte del cojinete.

D. Soporte del lado de las escobillas

16. Cabeza del cojinete.
17. Soporte del cojinete.

E. Excitatriz

18. Estator de la excitatriz.
19. Rotor o inducido de la excitatriz.
20. Colector de la excitatriz.
21. Tapa o carcasa de la excitatriz.
22. Caja de bornes.

Las partes del generador trifásico horizontal del la Figura 2.22, accionado mediante turbina se detallan a continuación:

1. Bulbo.
2. Pozo de acceso.
3. Anillo de tirantes o anillo de rozamiento.
4. Distribuidor de la turbina.
5. Servomotor de mando de distribución.
6. Rodete.
7. Campana del rodete.
8. Anillo de anclaje.
9. Eje de la turbina.
10. Soporte de guía.
11. Prensa estopas.
12. Soporte de guía y empuje.
13. Multiplicador, planetario.
14. Soporto anterior de guía del generador.
15. Generador trifásico síncrono.
16. Soporte posterior de la guía.
17. Conducto de extracción del aire caliente.
18. Excitatriz.

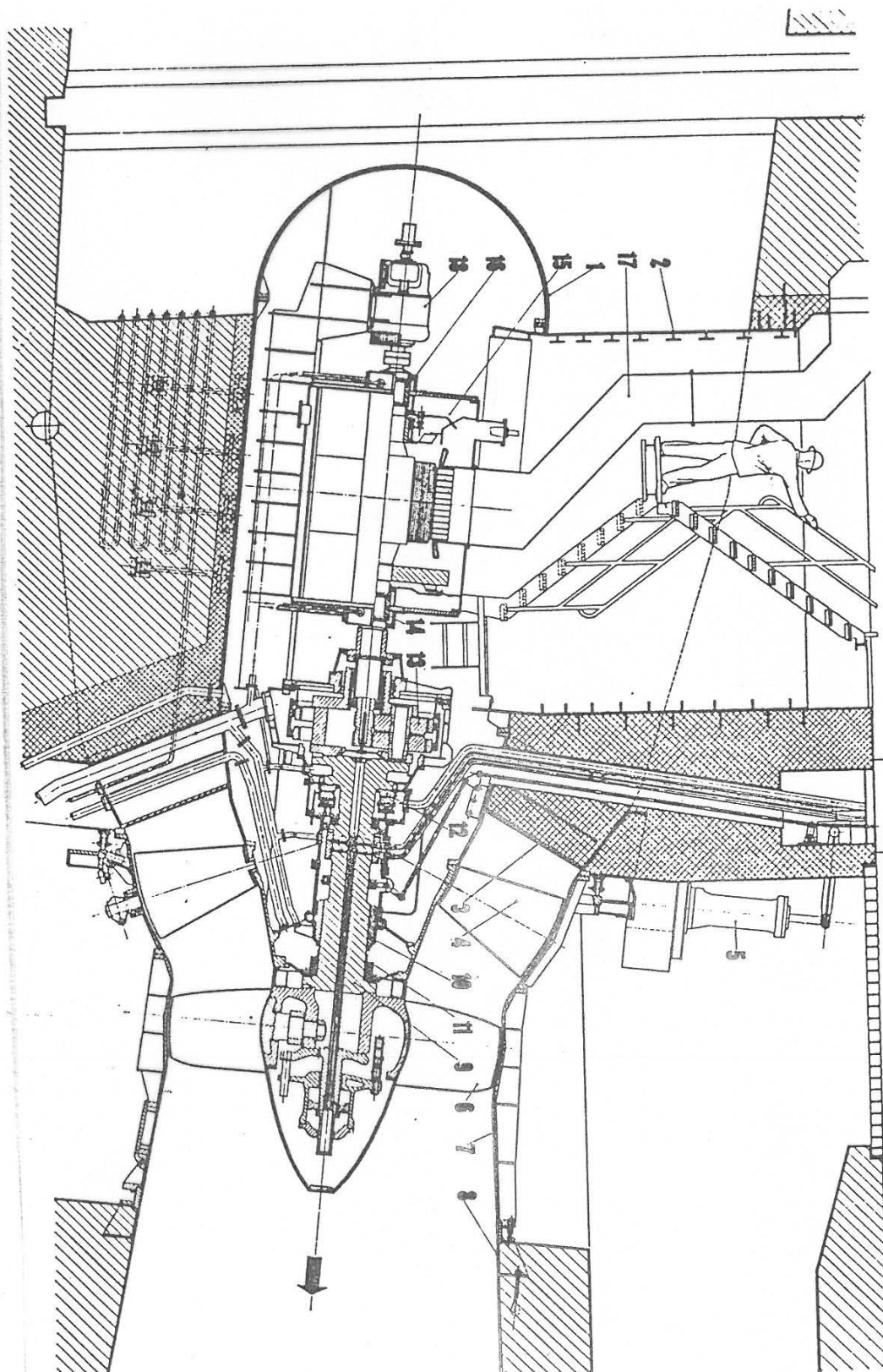


Figura 2.22. Grupo bulbo Escher Wyss-ACEC, de 2850 kVA [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

2.2.6. Detalles constructivos de generadores (rotores, estators...)

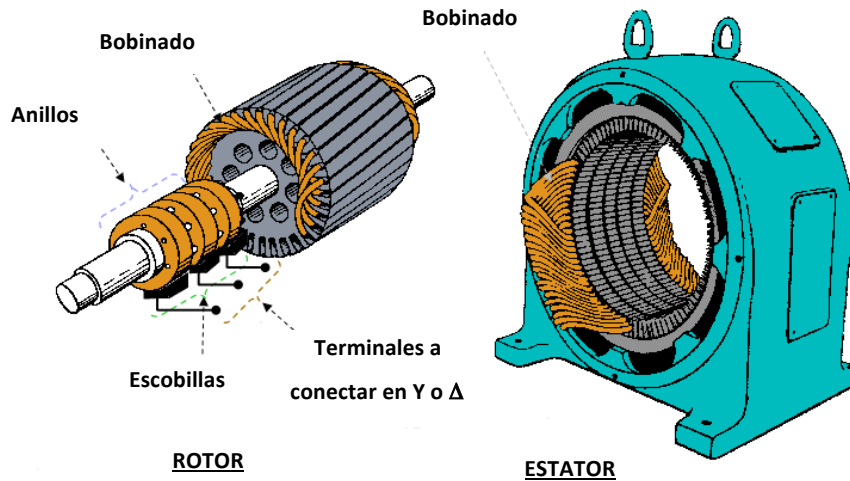


Figura 2.23. Componentes del estator y rotor [<http://www.webquest.es/webquest/sistema-de-trasmision-de-potencia-motores-electricos>].

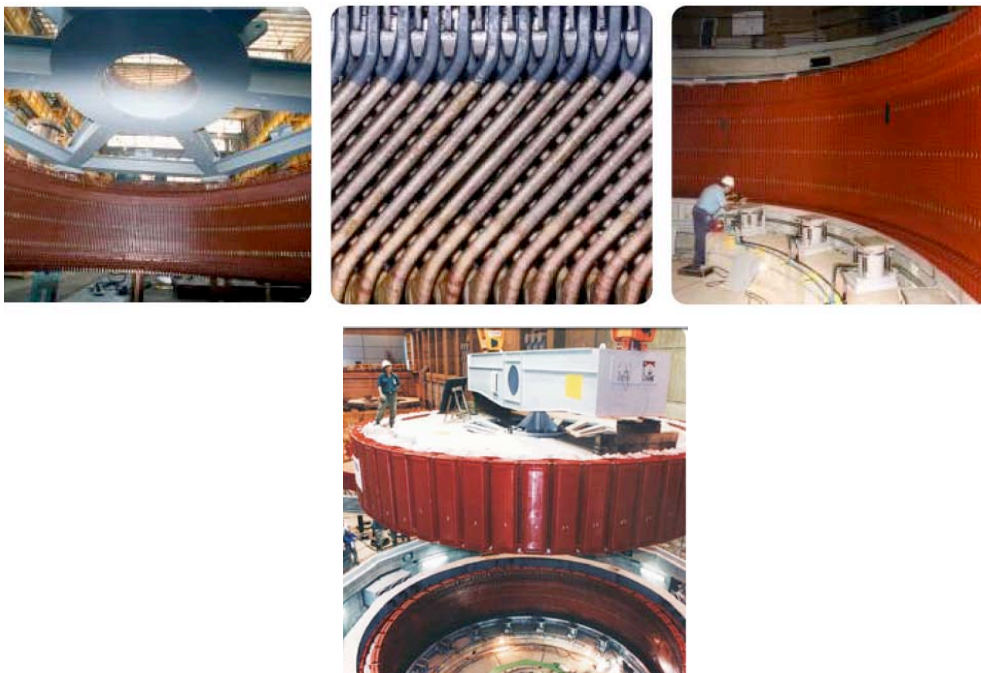
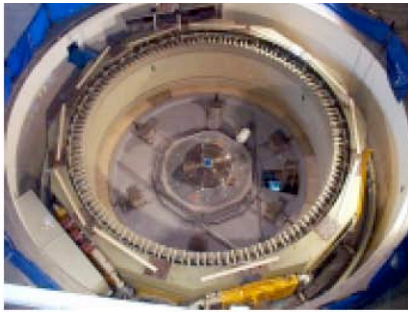


Figura 2.24. Detalles de estator y rotor instalados por IMPSA [<http://www.impsa.com/es/descargas/Hydro/BELO%20MONTE.pdf>].

a)



b)



Figura 2.25. a) estator b) rotor [<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3062/1/5579.pdf>].



Figura 2.26. Núcleo estator [https://www.swe.siemens.com/spain/web/es/energy/com_energy/proyectos/Pages/proyecto_almaraz.aspx].

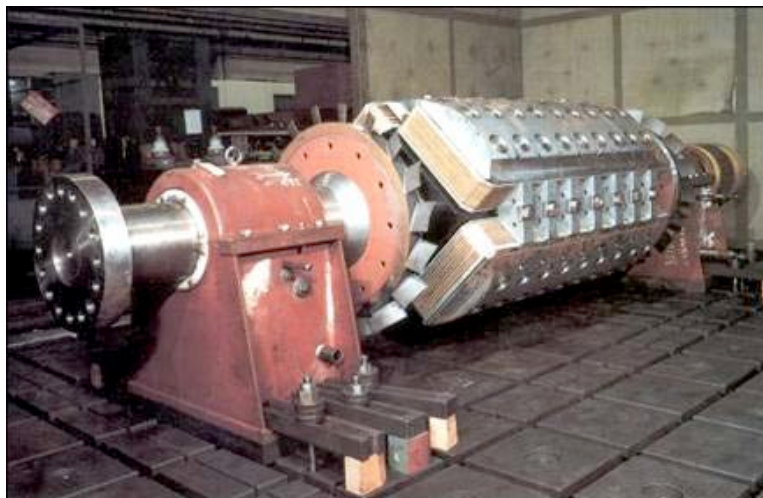


Figura 2.27. Rotor alternador [<http://www.monografias.com/trabajos82/generadores-sincronos/generadores-sincronos2.shtml>].



Figura 2.28. Armadura alternador [<http://www.monografias.com/trabajos82/generadores-sincronos/generadores-sincronos2.shtml>].



Figura 2.29. Rotor de motor eléctrico [<http://spanish.alibaba.com/product-gs/electric-motor-rotor-core-388655013.html>]

a)



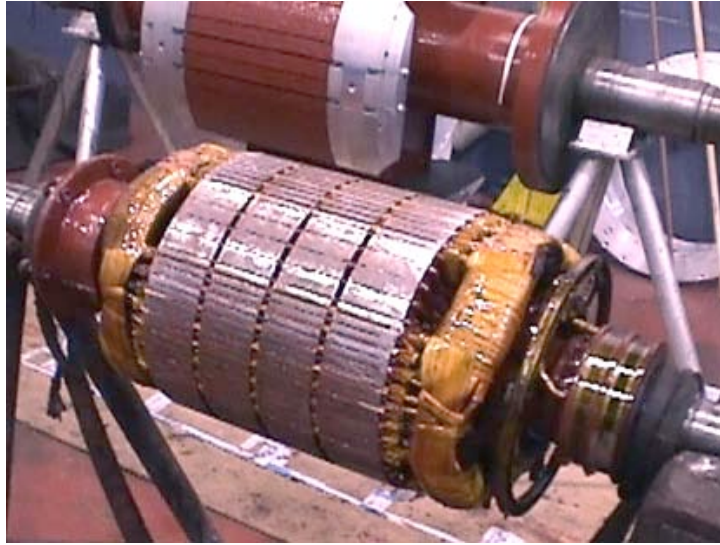
b)



c)



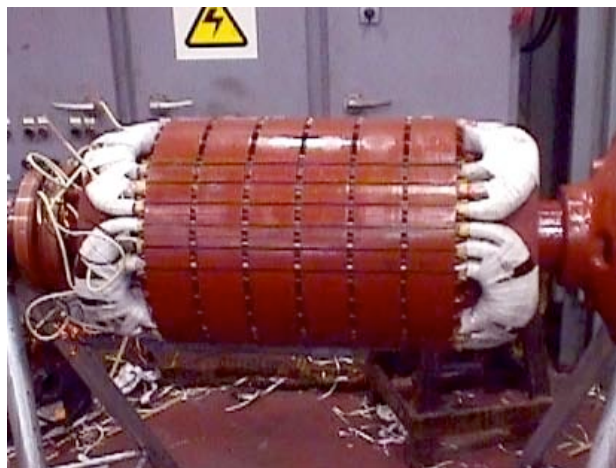
d)



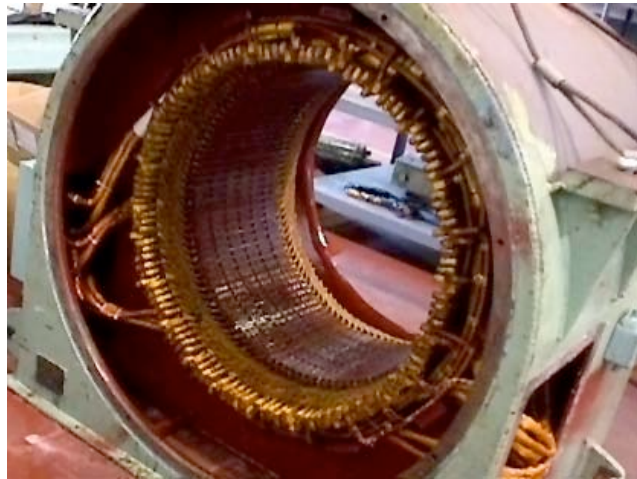
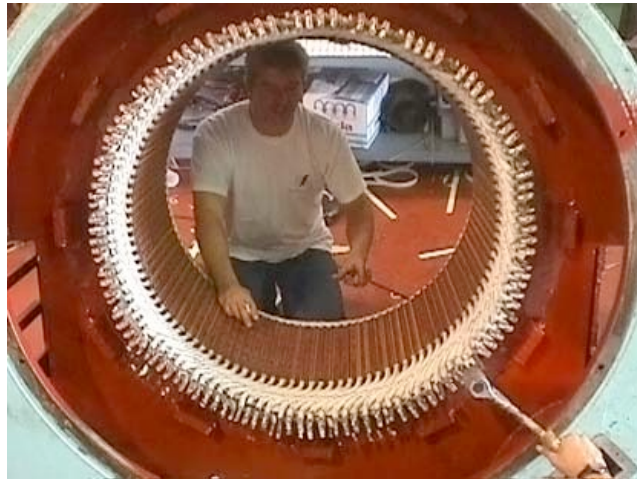
e)



f)



g)



h)

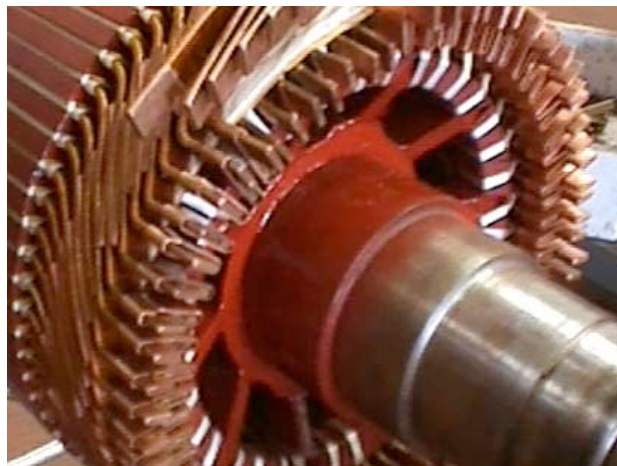


Figura 2.30. a) equilibrado de rotor 110 kW, b) rebobinado estator alternador, c) equilibrado rotor generador 1250 kW, d) rotor alternador 110 kW, e) estator motor c.a. 160 kW, f) rotor alternador 250 kW, g) rebobinado estator alternador 844 kW, h) rotor de motor c.a. 160 kW [http://renasur.com/motores-electricos].



Figura 2.31. Extracción de un rotor [http://grupos.emagister.com/imagen/extraccion_de_un_rotor_de_generator_de_100_megawattios/25514-5147451]

2.3. OSCILACIONES PENDULARES DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS

2.3.1. Generalidades

Durante el funcionamiento de un generador síncrono, de manera aislada o en paralelo con otros generadores, pueden presentarse oscilaciones de velocidad alrededor de la velocidad de sincronismo. Estas oscilaciones pueden ser de tres clases:

- Oscilaciones propias: dependen fundamentalmente de las constantes mecánicas y eléctricas del generador. Pueden tener un periodo largo (hasta varios segundos). Su acción resulta perjudicial tanto para la frecuencia como para la tensión. Para atenuar estas oscilaciones se dispone de arrollamientos amortiguadores, conectados en cortocircuito sobre las superficies polares formando una jaula completa alrededor del rotor. Al producirse oscilaciones en velocidad las barras del arrollamiento amortiguador cortan las líneas de campo producidas por las corrientes del estator (que gira a la velocidad de sincronismo). Estas oscilaciones pudieran aparecer y representaría aproximadamente un 20%.

En las máquinas provistas de polos macizos, las mismas placas polares constituyen un efecto amortiguador; en cuyo caso no es necesario ese montaje del arrollamiento.

- Oscilaciones forzadas: proceden de la máquina matriz (turbina). Por ejemplo en el caso de los grupos electrógenos (motores diesel).

$$\text{Coeficiente de irregularidad} \rightarrow \delta = \frac{n_{max} - n_{min}}{n_{normal}}$$

- Oscilaciones debidas al regulador: se presentan cuando el regulador posee una elevada inercia, o bien, cuando está mal ajustado; esto repercute en la velocidad del generador.

Como las frecuencias son directamente proporcionales a la velocidad se puede expresar:

$$\delta = \frac{f_{max} - f_{min}}{f_{normal}}$$

Se debe procurar que la frecuencia de las oscilaciones forzadas se diferencie en un 20%, como poco, de las oscilaciones propias del generador, o en su caso, de generadores.

Estudiaremos el valor que debe tener el coeficiente de irregularidad en las máquinas matrices para que en los casos más normales se pueda evitar la posible resonancia entre las oscilaciones forzadas y las propias de los generadores en los siguientes casos:

- a) Funcionamiento de un solo generador sobre una red sin reacción.
- b) Funcionamiento en paralelo de un generador sobre una red de resistencia infinita.
- c) Funcionamiento en paralelo de dos generadores sobre una red de resistencia infinita.
- d) Funcionamiento en paralelo de dos generadores.

a) Funcionamiento de un solo generador sobre una red sin reacción.

Si un generador síncrono trifásico accionado por una máquina motriz de movimiento alternativo él sólo a la red, la tensión de esta sufre variaciones de valor la frecuencia que corresponden al coeficiente de irregularidad de la máquina motriz (δ). Este coeficiente depende de las variaciones de los esfuerzos tangenciales y no debe de rebasar los siguientes valores ($f=50$ Hz):

- Servicio de alumbrado: $\delta \leq \frac{1}{150}$
- Servicio de fuerza motriz: $\delta \leq \frac{1}{70}$

El coeficiente de irregularidad es proporcionado por el fabricante del generador. Si el coeficiente es superior a los valores indicados se deben aumentar las masas volantes de la máquina motriz para compensar este exceso.

$$\text{Impulso de fuerza} = \frac{2n \cdot z}{60N}$$

b) Funcionamiento en paralelo de un generador sobre una red de resistencia infinita.

Es el caso de un generador de pequeña potencia que se acopla a una red alimentada por turbogeneradores de gran potencia en comparación con la máquina considerada, de manera que no es posible ninguna reacción de la red sobre los turbogeneradores. Para este caso siempre se contempla la hipótesis: **la tensión y la frecuencia de la red son constantes.**

$$\text{Periodo de oscilación} \rightarrow T_e = \frac{6}{p} \sqrt{\frac{G \cdot D^2 \cdot f}{I_{cc} \cdot U}}$$

Frecuencia de oscilación $\rightarrow f_e = \frac{1}{T_e} = \frac{p}{6} \sqrt{\frac{I_{cc} \cdot U}{G \cdot D^2 \cdot f}}$

Si existen oscilaciones forzadas de frecuencia f_a puede haber resonancia entre las oscilaciones forzadas y las oscilaciones propias cuando: $f_a = f_e$.

La frecuencia de las oscilaciones forzadas de la máquina motriz depende del coeficiente de irregularidad:

$$f_a = \frac{\delta}{2\alpha}$$

Debe procurarse que $f_a \neq f_e$. Si no se pudiera lograr habría que disponer de un volante que disminuyese δ y por lo tanto, disminuya f_a (oscilaciones forzadas de frecuencia de la máquina motriz).

2.4. REFRIGERACIÓN DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS

2.4.1. Introducción

El calentamiento es un factor muy importante en la potencia de cualquier máquina. Los calentamientos habituales son debidos a rozamientos mecánicos, a los que se deben de añadir os efectos Joule debidos a la corriente eléctrica y al efecto de la histéresis.

Por este motivo las bobinas poseen aislamiento, los cuales se deterioran tanto más cuanto mayor sea la temperatura de funcionamiento. La refrigeración eléctrica de los generadores en una central eléctrica debe tratarse de una manera especial.

2.4.2. Factores determinantes de la refrigeración

Tres factores son los determinantes de la refrigeración:

- Velocidad periférica del rotor.
- La reducción de las pérdidas globales.
- El modo de evacuación de las pérdidas.

Este conjunto de elementos fija las temperaturas de los órganos de la unidad, y por consiguiente su potencia máxima.

- **Velocidad periférica del rotor**

En un generador autoventilado la velocidad periférica del rotor es la que fija el gasto máximo de los ventiladores, así como el que pasa al mismo rotor aspirado por sus propios canales de ventilación.

- **La reducción de las pérdidas globales**

En este caso se debe de tener en cuenta que el crecimiento de la potencia unitaria ha ido rápidamente, si no se hubiese progresado en reducir las pérdidas en dichas máquinas no habría sido posible.

Como el gasto del fluido refrigerante que evacua las pérdidas es limitado, la refrigeración será tanto más eficaz, cuanto más reducidas sean las pérdidas.

Las temperaturas alcanzadas por los bobinados dependen del reparto de estas pérdidas. Además del valor de las pérdidas específicas se fija la elección del sistema de refrigeración.

El reemplazamiento del aire por otros fluidos refrigerantes (hidrógeno) ha tenido un efecto fundamental sobre la disminución de las pérdidas y sobre la eficacia de la refrigeración.

2.4.3. Refrigeración por medio del aire

La refrigeración de estator de los generadores tiene lugar por la circulación forzada de aire a través de los canales de circulación situados en las chapas del estator (de unos 10 mm Φ) y soplándolo por medio de ventiladores aire sobre las cabezas de los bobinados del mismo.

En los generadores de las centrales hidráulicas el aire entra, por lo general, por el espacio existente entre los polos y fluye de forma radial.

En los generadores de polos salientes (son los más habituales) la refrigeración del rotor se realiza haciendo fluir el aire a través del espacio que hay entre los polos. Sin embargo, en los turbogeneradores de rotor cilíndrico se hace circular el aire por el entrehierro a través de conductos especiales. En ambos casos es necesario que las cabezas de los bobinados del rotor reciban directamente el aire. Existen dos tipos de circulación:

- En circuito abierto: los que emplean este tipo de refrigeración se denominan **generadores abiertos**.
- En circuito cerrado: los que emplean este tipo de refrigeración toman el nombre de **generadores cerrados**.

Para generadores de mayor potencia se aspira el aire más fresco del exterior y se descarga por medio de canalizaciones.

Se emplean dos clases de filtros:

- Filtros secos: son una especie de fibra con microporos empapadas en aceite (riesgo de incendio).
- Filtros húmedos: a través de las fibras se le hace conducir agua pulverizada.

Estos sistemas de refrigeración son los más empleados para las grandes máquinas. El sistema de refrigeración en circuito cerrado presenta claras ventajas frente al de circuito abierto:

- Las impurezas del aire están completamente eliminadas.
- Se elimina el riesgo de incendio, los de circuito cerrado emplean filtros húmedos.
- El de circuito cerrado ocupa menos espacio.

2.4.4. Refrigeración directa de los turbogeneradores

Modernamente se hace circular el fluido refrigerante en el mismo interior de los conductores (donde se produce el calor). De esta forma se mejora enormemente la refrigeración, el aumento de temperatura de aislamiento de los conductores disminuye y se prolonga su vida.

Como ingeniero se debe seleccionar como máquinas de refrigeración que actúen sobre los siguientes parámetros:

- La conductividad térmica de los aislantes.
- La superficie de intercambio.
- El coeficiente de transmisión de calor entre la superficie refrigerada y el flujo refrigerante.

Por esto, evidentemente, en casi todos los generadores para centrales hidráulicas se emplea refrigeración indirecta por aire en circuito cerrado y para los turbogeneradores, por el contrario, se emplea refrigeración directa (que permite una mejor evacuación del calor). Para los turbogeneradores las refrigeraciones más empleadas son:

- Refrigeración por hidrógeno.
- Refrigeración por líquido.

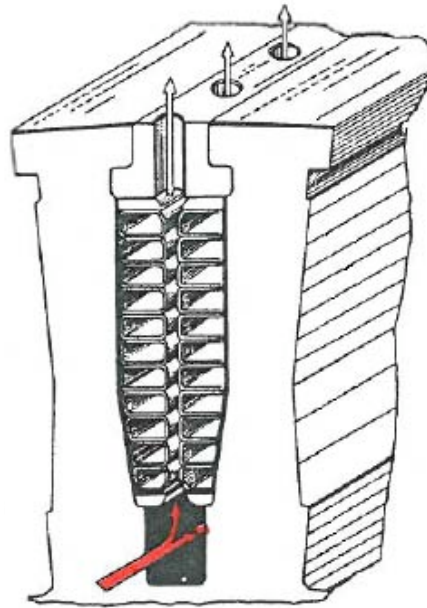


Figura 2.32. Corte transversal de una ranura rotórica con refrigeración directa. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

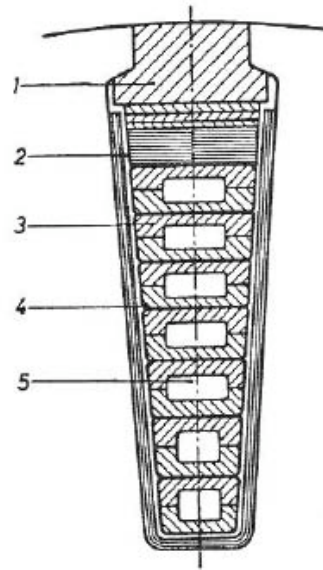


Figura 2.33. Corte transversal de una ranura rotórica con refrigeración directa, sistema Westinghouse. 1- Cuña de ranura, 2- Capa aislante, 3- Conductor, 4- Aislamiento del conductor, 5- Canal de ventilación. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

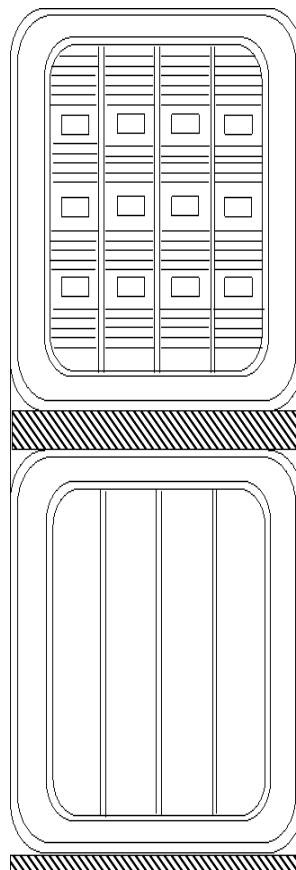


Figura 2.34. Corte esquemático a través de una muesca de estator que contiene dos barras de canales para la refrigeración por aceite.

2.5. REGULACIÓN DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS

2.5.1. Introducción

A los generadores de las centrales eléctricas se les exige que mantengan la tensión sensiblemente constante. Estos generadores siempre están sometidos a variaciones de carga, por lo que normalmente se requiere una regulación continua de la excitación. Para limitar en todo lo posible esas variaciones, antiguamente se construían los generadores con una pequeña reactancia de dispersión y un gran entrehierro; hoy en día, hay que lograr construir unos generadores más económicos y por lo tanto se deben de construir con una gran reactancia de dispersión y pequeño entrehierro.

Estudio de un generador trifásico síncrono en régimen transitorio

Los generadores de las centrales eléctricas pueden funcionar en dos regímenes diferentes:

- Régimen estable: durante aquellos periodos en los que la carga permanece constante.
- Régimen transitorio: cuando la carga se modifica lenta o instantáneamente.

El objetivo de los reguladores de tensión fundamental es lograr que la tensión del generador vuelva a un valor de régimen tras producirse una perturbación, por lo que interesa estudiar el régimen transitorio.

Para hacer más sencillo el estudio supondremos un generador a velocidad constante, con independencia de la carga. En la Figura 2.35 el generador marcha a velocidad normal en vacío generando por tanto una tensión normal o nominal. Mediante el uso del interruptor podemos poner al generador a trabajar a plena carga, siendo usualmente esta carga parcialmente reactiva.

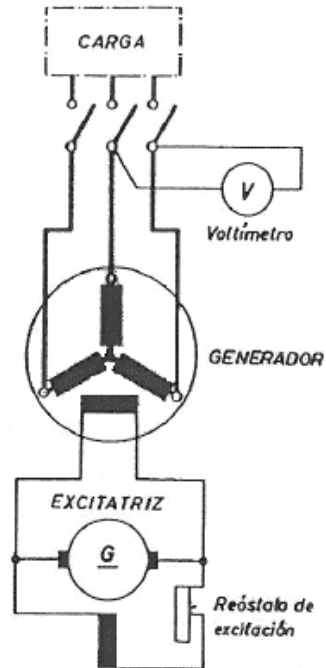


Figura 2.35. Esquema de conexiones para el estudio de un generador trifásico síncrono en régimen transitorio. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

La tensión reflejada en el voltímetro baja bruscamente (Figura 2.36)

- A la zona A-B se la denomina de caída instantánea y se debe a la reactancia del generador.
- La zona B-C es el efecto de la reacción del inducido del generador

Evidentemente esta reacción del inducido depende fundamentalmente de la componente reactiva de la carga a la que está conectada el generador. Si no se actuase sobre el reostato de la generatriz la tensión seguiría decreciendo (línea puntada) hasta valores muy bajos.

Un regulador tendrá más eficacia cuando su punta de intervención se acerque más al punto B de la carga (será un regulador más rápido).

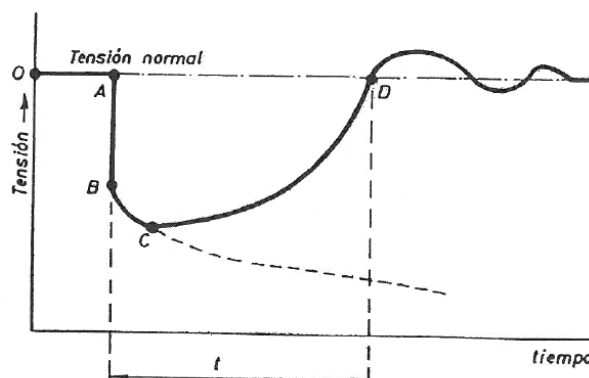


Figura 2.36. Curva de funcionamiento de un generador trifásico síncrono en régimen transitorio, con regulación manual de la tensión. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

Regulación manual de la tensión

Un personal experimentado regula manualmente la tensión del generador para que no caiga la tensión actuando sobre el reostato de la excitatriz poniéndolo en cortocircuito aumentando así la tensión hasta los parámetros de consigna.

En la Figura 2.37 se aprecia de manera más clara los problemas de la regulación.

- La curva I tiene un amortiguamiento insuficiente, por lo que las oscilaciones no se amortiguan y son de gran amplitud.
- En la curva II vemos que si que se amortigua más, las oscilaciones del regulador se atenúan.
- En la curva III se muestra el funcionamiento del regulador perfecto.
- La curva IV representa un sobre-amortiguamiento.

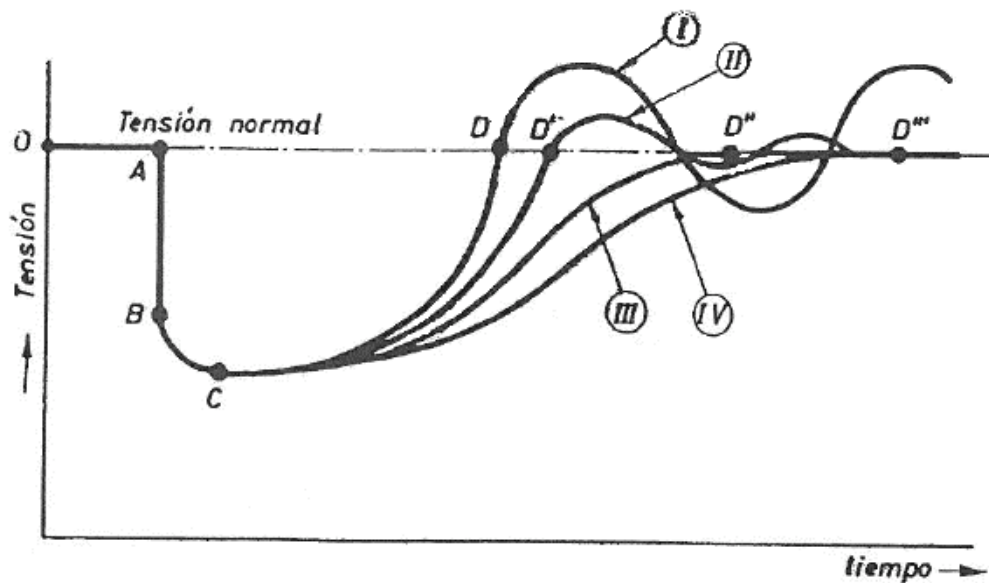


Figura 2.37. Curvas de funcionamiento de un generador trifásico síncrono en régimen transitorio, para diferentes formas de regulación automática de la tensión. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

Funcionamiento de un regulador de tensión

La rapidez de un regulador de tensión depende de varios factores:

- La inercia de sus órganos.
- La distancia a recorrer.
- El par del órgano motor.

Cualidades de los reguladores de tensión

Las cualidades que deben de poseer los reguladores para ser buenos son:

- Rapidez de respuesta.
- Exactitud.
- Sensibilidad.
- Amortiguación eficaz
- Sobre-regulación.

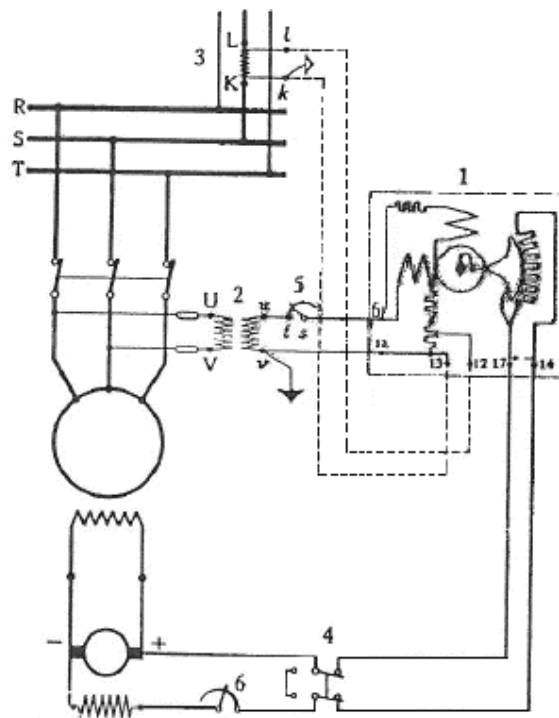


Figura 2.38. Esquema de conexiones de un regulador automático Brown Boveri compensado. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

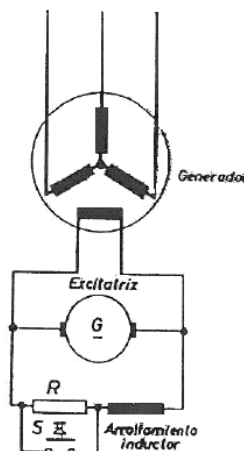


Figura 2.39. Fundamento del regulador automático Tirrill. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

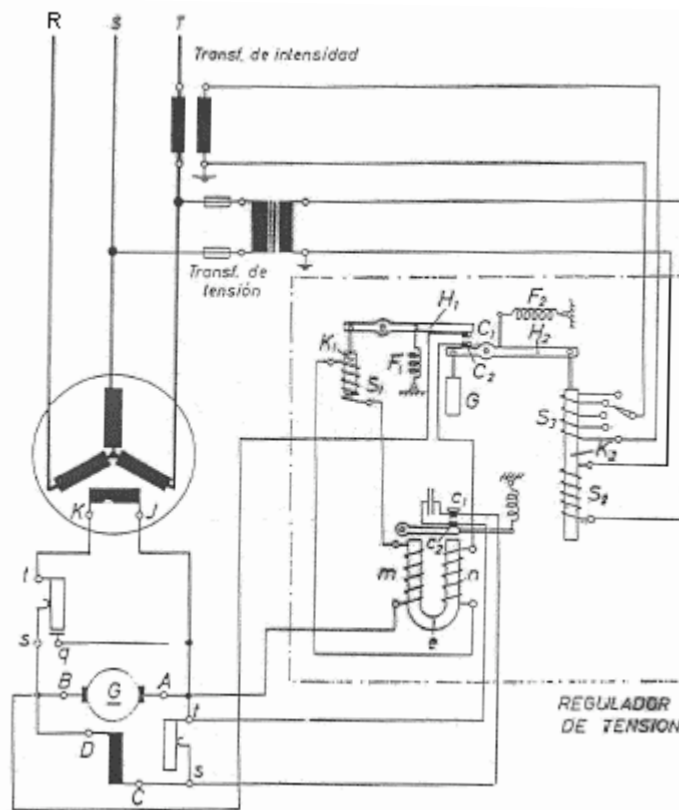


Figura 2.40. Esquema de conexiones de un regulador automático Tirrill compensado. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

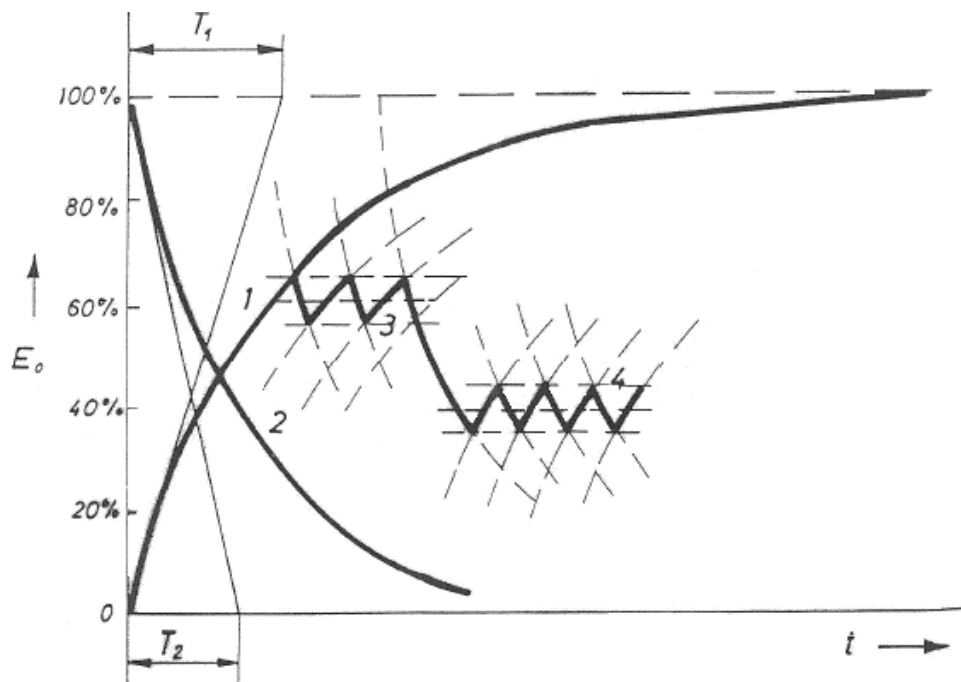


Figura 2.41. Curva de funcionamiento del regulador automático Tirrill. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

2.6. SISTEMAS CLÁSICOS DE EXCITACIÓN DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS

2.6.1. Introducción

La excitación de los generadores trifásicos se produce mediante corriente continua que recorre el circuito de las bobinas inductoras del rotor, es decir poseen una gran velocidad de respuesta.

Por ello, es posible evaluar las cualidades intrínsecas de un sistema de excitación según la rapidez con la cual es capaz de establecer el valor deseado de la tensión. La misión que debe realizar el sistema de excitación puede, por tanto, descomponerse en dos partes:

- contener la intensidad de corriente retórica en el valor necesario durante la perturbación o el cambio de carga
- restablecimiento tan rápido como sea posible del valor prescrito de la tensión en los bornes del generador.

En resumen, mantenimiento de la tensión en el entrehierro y mantenimiento de la tensión en los bornes del alternador.

2.6.2. Velocidad de respuesta de las excitatrices

Una máquina de corriente continua como tal excitatriz es preciso por consiguiente, conocer la rapidez con la cual reacciona a un impulso de corriente, la potencia que precisa poner en juego para provocar esta reacción.

La velocidad de respuesta de una excitatriz se expresa en voltios por segundo. De una máquina se dice que es una excitatriz de respuesta rápida cuando siendo su tensión nominal de 200 V, la elevación de tensión es al menos de 600 V/s.

En redes que trabajan en común y en las que se adjudica valor a la estabilidad en el transporte de energía, es necesario que, al producirse cortocircuitos lejanos, la tensión de las centrales que han de trabajar juntas sincrónicamente no baje demasiado durante el tiempo que transcurre hasta la desconexión del cortocircuito, ya que de otro modo desaparecería el sincronismo. Aquí importa tanto la velocidad de respuesta como el tener un exceso de potencia suficiente en la excitatriz.

En caso de cortocircuito, el arrollamiento del inducido provoca un campo opuesto potente, es decir, que la excitatriz tiene que suministrar entonces una potencia más alta que en

servicio nominal. Exceso de tensión de un 20 a un 50% de la que corresponde al servicio nominal; techo de la tensión.

Características de funcionamiento de las excitatrices

La tensión de excitación generalmente utilizada, es de 125 V en las centrales de pequeña y mediana potencia y de 250 V en las centrales de gran potencia. Generalmente se utilizan dinamos.

Para generadores de pequeña potencia y baja velocidad, potencia de excitación de un 3% de la potencia total del generador.

En generadores de gran potencia y elevada velocidad (por ejemplo, los turbogeneradores) basta con una potencia de excitación equivalente a un 0,5% de la potencia total del generador.

En el caso de barras comunes de excitación para varios generadores, la potencia total de excitación debe resultar suficiente para suministrar toda la corriente de excitación, con el equipo de reserva fuera de servicio.

En las excitatrices de respuesta rápida, la tensión máxima que se puede obtener es de unos 320 voltios para 250 voltios de tensión nominal; la velocidad de respuesta es de 400 a 600 voltios por segundo.

Las excitatrices construidas para funcionamiento en superexcitación son de tensión nominal más elevada: por ejemplo, 600 V si la tensión de excitación es de 250 V, por lo tanto, su tensión límite de funcionamiento alcanza los 1000 V.

Al hablar de los sistemas de excitación, para conseguir una elevada velocidad de respuesta de una excitatriz, es conveniente el empleo de una excitatriz piloto, que suministre la corriente de excitación a la excitatriz principal. Casi siempre, la excitatriz piloto está directamente acoplada al eje del generador principal aunque, en algunas ocasiones, se disponen con accionamiento por motores eléctricos independientes.

La respuesta rápida, la potencia de la excitatriz piloto, es aproximadamente, de 1,5% a 5% de la potencia desarrollada por la excitatriz principal. En caso de superexcitación, la potencia de la excitatriz piloto está comprendida entre 15% y 25% de la potencia de la excitatriz principal.

2.6.3. Sistemas de excitación

Los sistemas de excitación se clasifican en:

- 1) Sistemas de excitación independiente (Figura 2.42): este sistema era el más empleado antiguamente. En la actualidad no se emplea porque no logra regular la tensión en sus valores bajos; la variación de la tensión no era fina.

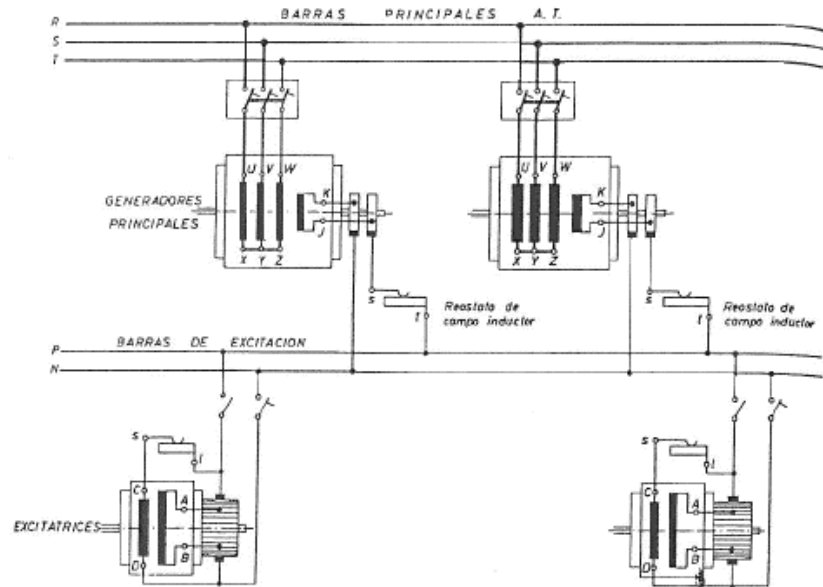


Figura 2.42. Sistema de excitación con excitatrices independientes. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

- 2) Sistemas de excitación propia (Figura 2.43): Por medio de una excitatriz autoexcitada en derivación, con regulación de la corriente de excitación del alternador, por medio del reostato de campo de la excitatriz.

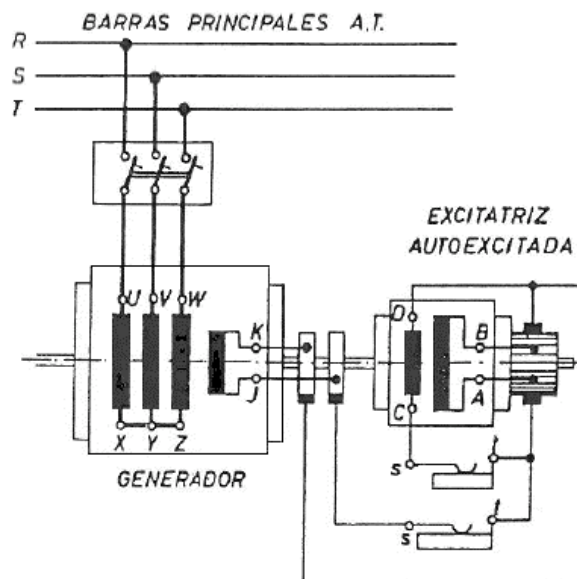


Figura 2.43. Sistema de excitación con excitatriz autoexcitada derivación. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

- 3) Sistemas de excitación por un grupo de excitación (Figura 2.44): dicho sistema es el usualmente empleado en los modernos alternadores, entre otras cosas por eliminar el reóstato

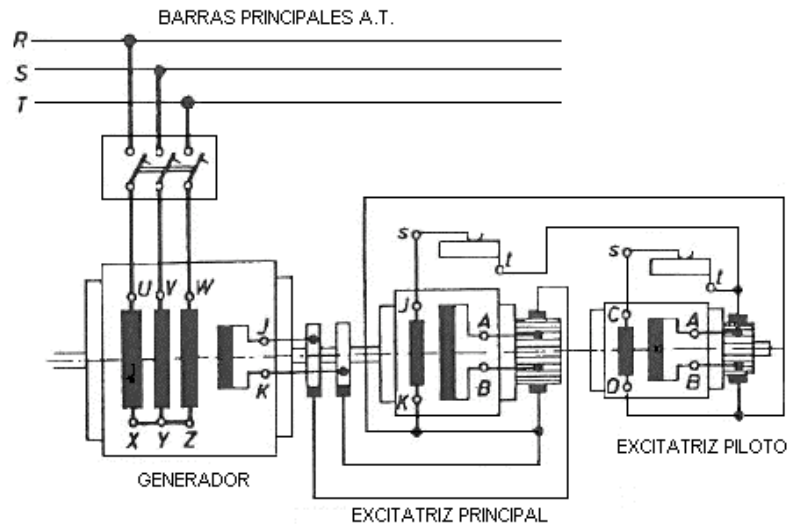


Figura 2.44. Sistema de excitatriz con excitatriz principal y excitatriz piloto. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

- 4) Sistema de excitación por medio de un grupo montado sobre el eje del alternador (Figura 2.45): está formado por la excitatriz autoauxiliada y una dinamo elevadora.

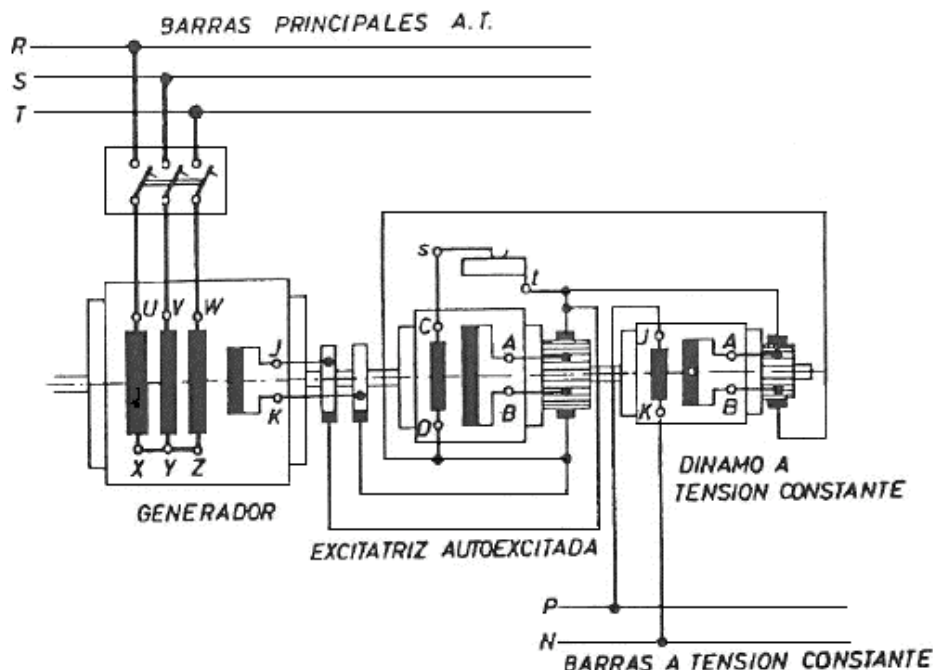


Figura 2.45. Sistema de excitación con excitatriz principal autoexcitada y dinamo elevadora piloto de funcionamiento a tensión constante. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

5) Sistema de excitación con tensión auxiliar constante (Figura 2.46)

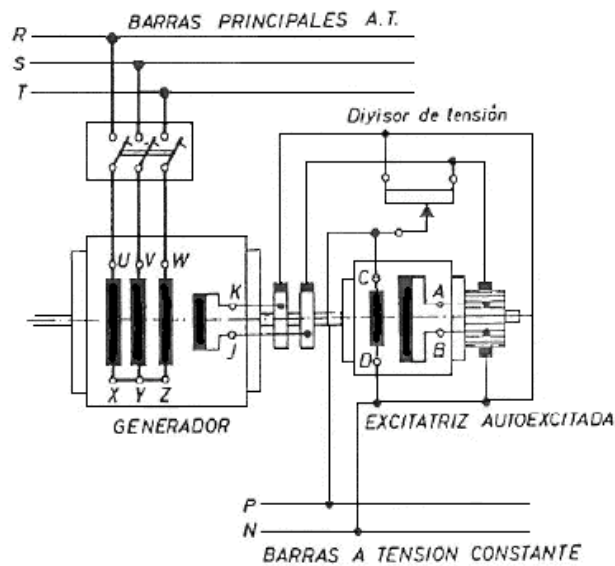


Figura 2.46. Sistema de excitación con excitatriz autoexcitada y tensión auxiliar constante. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

6) Sistema de excitación mediante grupo excitatriz independiente accionado por un motor eléctrico (Figura 2.47): se emplea mucho, o prácticamente siempre para turboalternadores de muy elevada potencia en los que la velocidad hace muy difícil la construcción de excitatrices con la potencia suficiente. También se ha empleado en centrales hidráulicas para alternadores de baja velocidad.

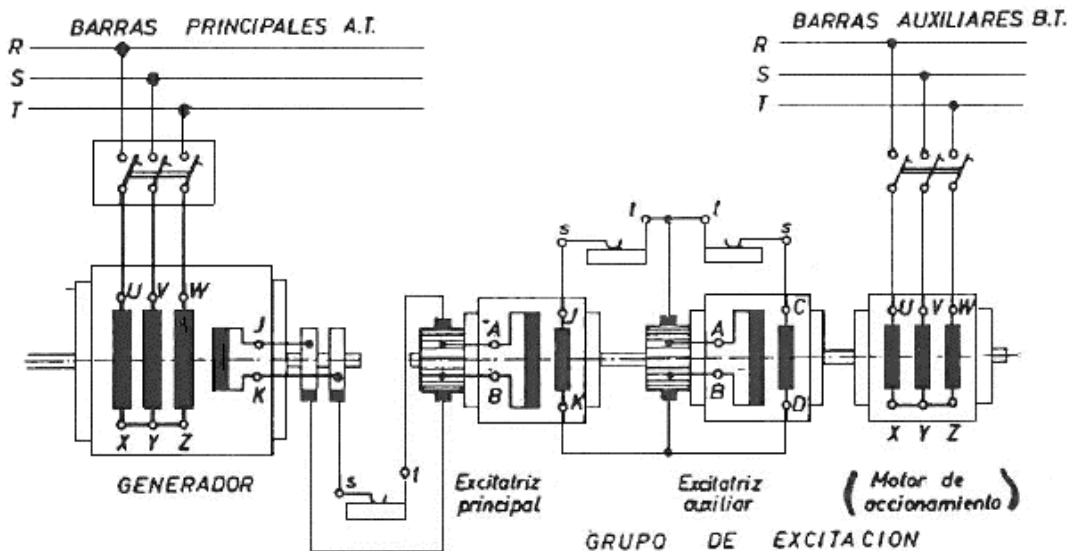


Figura 2.47. Sistema de excitación con grupo de excitación independiente accionado por motor eléctrico. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

2.7. SISTEMAS MODERNOS DE EXCITACIÓN DE LOS GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS

Actualmente los sistemas clásicos de excitación han sido sustituidos por otros sistemas de excitación que utilizan de una manera u otros dispositivos electrónicos varios:

- Diodos.
- Tiristores.
- Amplificadores magnéticos.
- Etc....

Con estos nuevos procedimientos, algunos en periodo de ensayo, se consiguen ventajas importantes, tales como: mayor velocidad de respuesta, menor oscilación en la tensión del alternador, etc....

Unas veces emplean excitatrices normales pero cuya tensión está regulada por procedimientos electrónicos, en otras ocasiones, se suprimen el colector y las escobillas, sustituyendo la excitatriz clásica por una conjunto alternador de excitación dispositivo-rectificador.

Finalmente en otras ocasiones, se suprime totalmente la excitatriz y se sustituye por **dispositivos estáticos de excitación**.

En resumen, en todos los casos citados la excitación se efectúa por medio de equipos electrónicos.

Existen diferentes sistemas de excitación:

- 1) Sistemas de excitación con excitatriz de corriente continua
- 2) Sistemas de excitación con excitatriz de corriente alterna

En este caso, lo que se ve en la Figura 2.48, es un sistema con un tipo de excitación desarrollado para la firma Westinghouse. Estas figuras son dos esquemas variantes de uno mismo, se emplea una excitatriz piloto de imanes permanentes con un inducido giratorio generando una corriente de 400 Hz.

Este regulador suministra corriente continua regulada al campo inductor estacionario de una excitatriz de corriente alterna. La corriente que sale de la excitatriz principal pasa por un conjunto de diodos de silicio que la rectifica. Una vez rectificada alimento al generador principal.

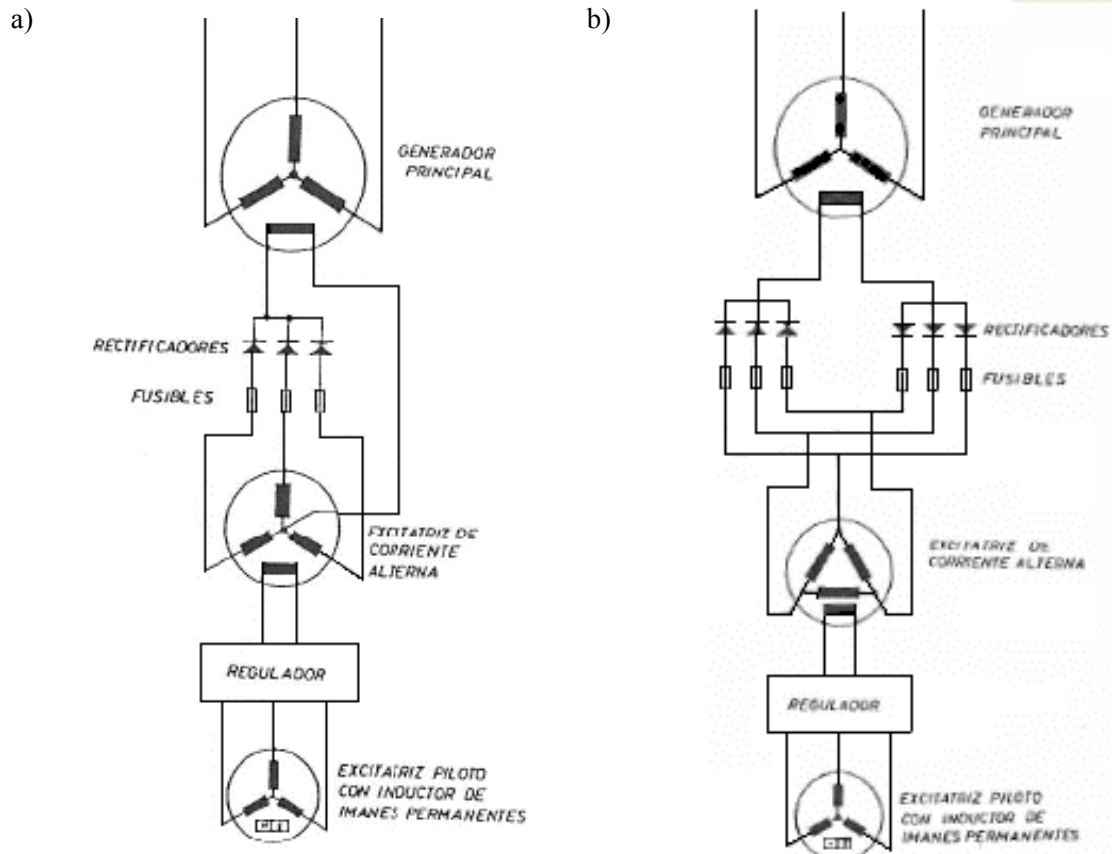


Figura 2.48. Esquema simplificado del sistema de excitación con excitatriz de corriente alterna Westinghouse a) conexión en estrella, b) conexión en triángulo. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].

Vemos que aparecen fusibles para proteger a los diodos

- Ventajas que presenta este tipo de excitación:

Las ventajas sobre el sistema de excitación clásica (corriente continua) son:

- Apenas requiere mantenimiento.
- No existe problema de polvo de carbón ya que este sistema moderno no hay escobillas de ningún tipo.
- Al sistema no le afecta la contaminación atmosférica, dado que todos sus componentes se encuentran cerrados herméticamente.
- No se requiere reposición de escobillas, limpieza del colector...

3) Sistemas de excitación sin excitatriz

4) Sistemas de excitación con rectificadores de vapor de mercurio de rejilla controlada (mutadores)

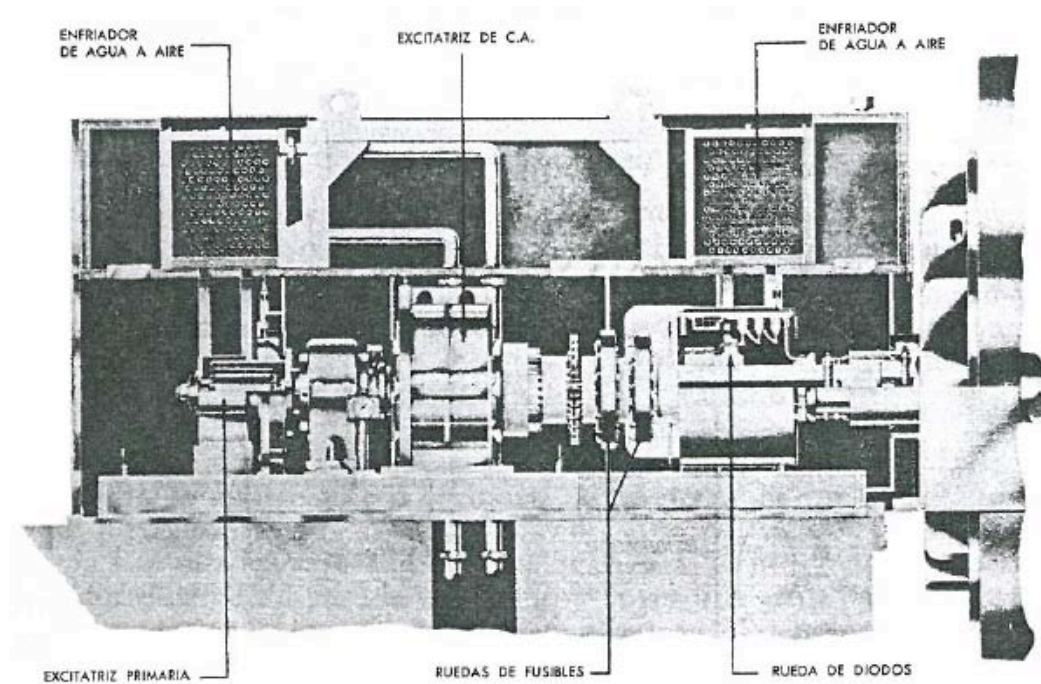


Figura 2.49. Conjunto de un equipo de excitación con excitatriz de corriente alterna, de 1350 kW de potencia, de la firma Westinghouse. [J. Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Enciclopedia CEAC de electricidad].