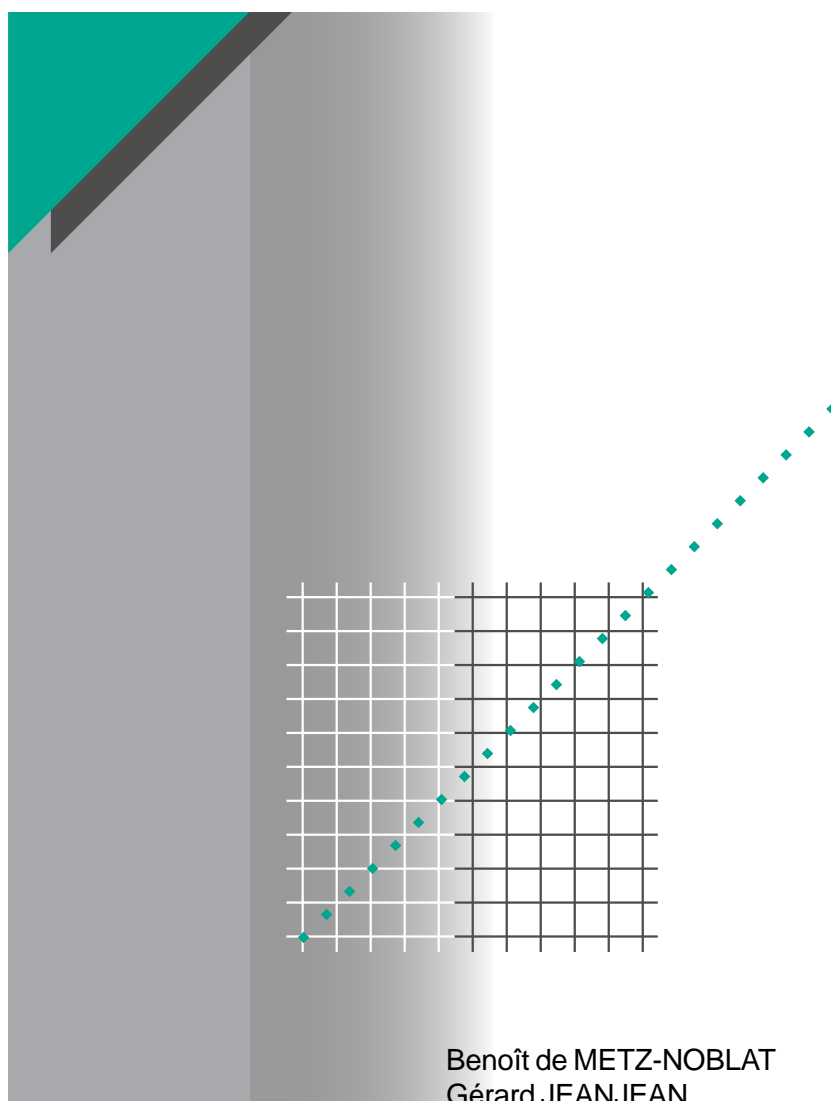


Cuaderno Técnico nº 185

Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales



Benoît de METZ-NOBLAT
Gérard JEANJEAN

Merlin Gerin

Modicon

Square D

Telemecanique

Schneider
 **Electric**

La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades electrotécnicas y electrónicas. Están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica o más amplia, que complemente la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada uno trata en profundidad un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet:

<http://www.schneiderelectric.es>

Igualmente pueden solicitarse ejemplares en cualquier delegación comercial de **Schneider Electric S.A.**, o bien dirigirse a:

Centro de Formación Schneider

C/ Miquel i Badia, 8 bajos

08024 Barcelona

Telf. (93) 285 35 80

Fax: (93) 219 64 40

e-mail: formacion@schneiderelectric.es

La colección de **Cuadernos Técnicos** forma parte de la «Biblioteca Técnica» de **Schneider Electric S.A.**

Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la incorrecta utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de este Cuaderno Técnico está autorizada haciendo la mención obligatoria: «Reproducción del Cuaderno Técnico nº 185 de Schneider Electric».

Cuaderno Técnico nº 185

Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales



Benoît de METZ-NOBLAT

Ingeniero ESE, después de trabajar en el Grupo Saint-Gobain, en el año 1986 se incorpora a Merlin Gerin. Se responsabiliza del Servicio Electrotécnico y Redes, en el que se estudian los fenómenos eléctricos relacionados con el funcionamiento de las redes y su interacción con materiales y equipos.



Gérard JEANJEAN

Ingeniero de Merlin Gerin desde 1980. El año 1984 se incorporó al Servicio Electrotécnico y Redes para participar en los estudios sobre redes industriales y en concreto, en las relacionadas con la estabilidad dinámica. Es experto en los temas de perturbaciones y de la seguridad de funcionamiento de las redes eléctricas.

Trad.: J.M. Giró

Original francés: enero 1997

Versión española: abril 2000

Merlin Gerin

Modicon

Square D

Telemecanique

Schneider
 **Electric**

Terminología

H:

Constante de inercia, homogénea en un tiempo determinado, que caracteriza la sensibilidad de la velocidad de una máquina a las variaciones de la potencia eléctrica.

Ángulo interno (δ):

Ángulo entre el vector que representa la tensión de alimentación de una máquina y el vector que representa su fuerza electromotriz.

Distancia eléctrica:

Impedancia de conexión. Dos conexiones eléctricas de la misma longitud podrán tener distancias eléctricas muy diferentes.

Flujo de carga (load flow):

Balance de las potencias activas y reactivas intercambiadas en las conexiones de una red.

Plan de tensión:

Conjunto de procedimientos automáticos y manuales previstos para mantener la red dentro de los límites de tensión de funcionamiento que tiene asignados.

Potencia sincronizadora:

Caracteriza el punto de funcionamiento de un generador: razón entre la variación de potencia entregada y la variación del ángulo interno. Cuanto menor es esta razón, mayor es el riesgo de perder el sincronismo por sobrevelocidad.

Reactancia transitoria:

Impedancia de una máquina durante el primer segundo después de una perturbación.

Reactancia subtransitoria:

Impedancia de una máquina durante los primeros 100 milisegundos después de una perturbación.

Redundancias:

En un contexto técnico no tiene el significado corriente de «superfluo». Aquí se refiere al hecho de instalar más de un canal para realizar una función y así poder hacer frente a las averías y/o hacer el mantenimiento sin cortes en el servicio.

Ajuste primario, secundario:

Para la regulación de un alternador, se refiere a la característica frecuencia/potencia activa o tensión/potencia reactiva (estatismo) y la corrección (secundaria) que se consigue.

Estabilidad dinámica:

Comportamiento de las redes sometidas a perturbaciones: causas, consecuencias (inestabilidades) y soluciones.

Estatismo, recta de estatismo:

La recta de estatismo caracteriza el reglaje primario de la regulación de un generador: la frecuencia en función de la potencia activa o tensión en función de la potencia reactiva.

Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales

Puesto que la energía eléctrica es muy difícil de acumular, es necesario conseguir un equilibrio permanente entre la producción y el consumo.

Los generadores, los receptores y las redes eléctricas que los conectan tienen inercias mecánicas y/o eléctricas que hacen difícil mantener el equilibrio para garantizar una frecuencia y una tensión relativamente constantes.

Normalmente, cuando se produce una variación de la demanda, el sistema eléctrico, después de algunas oscilaciones, vuelve a un estado estable.

En ciertos casos, el régimen oscilatorio puede ser divergente. Para evitar que se produzca este fenómeno y garantizar así la estabilidad de la red eléctrica es necesario realizar una serie de estudios previos.

Estos estudios son especialmente importantes en el caso de redes industriales con uno o varios grupos generadores y motores.

Este Cuaderno Técnico permite entender cuándo puede aparecer la inestabilidad, cuáles son sus causas más frecuentes y qué efectos produce. Analiza también las precauciones que hay que tomar, explica cómo se desarrolla un estudio y pone un ejemplo concreto.

Índice

1 Generalidades	1.1 Las redes eléctricas	p. 6
	1.2 La calidad de la energía eléctrica	p. 6
	1.3 Estabilidad de las redes	p. 8
	1.4 Las redes industriales	p. 8
2 Comportamiento de una red eléctrica industrial	2.1 Cargas pasivas	p. 9
	2.2 Cargas de «electrónica de potencia»	p. 9
	2.3 Transformadores y sus conexiones	p. 9
	2.4 Máquinas asíncronas	p. 10
	2.5 Máquinas síncronas	p. 11
	2.6 Las regulaciones	p. 13
	2.7 La red del suministrador	p. 14
	2.8 Los elementos de protección	p. 15
	2.9 El conjunto de toda la red	p. 15
3 Estudio de estabilidad dinámica de las redes industriales	3.1 Generalidades	p. 16
	3.2 Estudios de estabilidad	p. 18
	3.3 Ejemplo de estudio	p. 20
4 Conclusiones		p. 26
Anexo 1	Arranque de motores asíncronos de jaula	p. 27
Bibliografía		p. 28

1 Generalidades

1.1 Las redes eléctricas

La energía eléctrica se produce al mismo tiempo que se consume, por eso, la producción se ha de adaptar permanentemente al consumo.

Es por este motivo que el conjunto producción, transporte y utilización constituye un sistema complejo, que se llama «red eléctrica» que debe ser estable.

Una red eléctrica puede ser de poca o mucha potencia, dependiendo del país donde esté. En todos los casos sus características se definen en términos de:

- magnitudes eléctricas,
- disposición espacial,
- datos referidos al tiempo.

Magnitudes eléctricas

- La frecuencia: 50 ó 60 Hz, según el país.
- La tensión: de algunas centenas de voltios a algunas centenas de kV, según se trate de una u otra parte de la red.

La intensidad de la corriente que circula en las líneas y los cables influye sobre estas magnitudes básicas y está ligada a las potencias activa y reactiva que se generan, transportan y consumen.

- Los alternadores producen la potencia activa a partir de la energía térmica o mecánica y los receptores la consumen también en forma térmica o mecánica.

- La potencia reactiva se produce o consume en todos los elementos de la red.

Hay que señalar que, en régimen dinámico, las máquinas rotativas (con inercia) almacenan la energía activa, y que la energía reactiva se almacena o en forma magnética (por ejemplo, en los transformadores o máquinas rotativas) o en forma capacitiva (por ejemplo, en los cables).

Disposición espacial

La estructura topológica varía con:

- los continentes,
- los países o regiones,
- los polígonos industriales (de cientos de metros a decenas de kilómetros),
- los edificios del sector servicios.

En los dos primeros casos, hay tres niveles de circulación de la energía:

- el transporte,
- el reparto,
- la distribución.

Datos temporales

Las variaciones del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía producen variaciones en las magnitudes eléctricas básicas, frecuencia y tensión, que, a pesar de eso, se han de mantener dentro de límites aceptables.

1.2 La calidad de la energía eléctrica

Una red eléctrica tiene, en general, una estabilidad global que se manifiesta en un equilibrio a gran escala en el tiempo y en el espacio del conjunto del sistema producción/transporte/consumo.

Pero un análisis más detallado revela que en realidad hay, de forma permanente y en cualquier lugar, situaciones que provocan fluctuaciones que se van compensando, salvo catástrofes.

Así, la noción de «calidad de la electricidad» se manifiesta en (figura 1):

- La continuidad del suministro, que es la disponibilidad de la energía eléctrica en un lugar en concreto, que se puede interrumpir, originado cortes breves (< 1 min), o largos (> 1 min).

- La forma de la onda de tensión (en frecuencia, amplitud y duración); en este caso las perturbaciones se clasifican generalmente según su gama de frecuencias:

□ fenómenos en alta frecuencia (kHz → MHz): sobretensiones de frente rápido, debidas a rayos o a ciertas maniobras (por ejemplo, de seccionadores, interruptores o de ciertos tipos de interruptores automáticos),

□ fenómenos en baja frecuencia (50 Hz → kHz): sobretensiones de maniobra, armónicos,

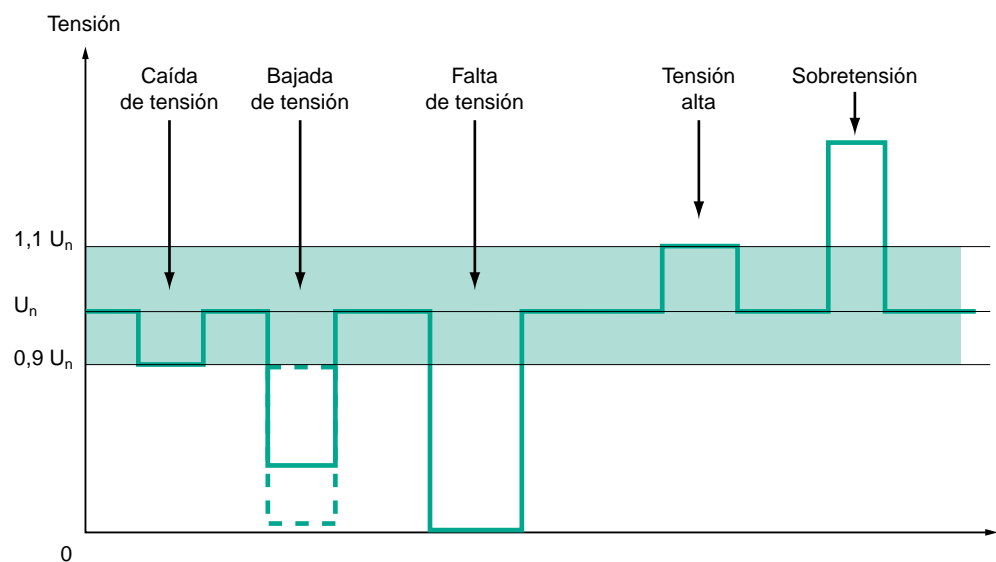
□ fenómenos a frecuencia industrial (0 → 100 Hz): fluctuaciones rápidas (entre 20 ms y 1 s) o lentas (superiores a un segundo) como son el desequilibrio y las bajadas de tensión debidas a la conexión de grandes cargas o a cortocircuitos en la distribución.

Las variaciones de frecuencia pueden surgir de:

- un cortocircuito próximo a una fuente,
- una gran variación de la potencia de la fuente,
- la conmutación de fuentes redundantes o de emergencia.

En este contexto, la estabilidad dinámica objeto de este Cuaderno Técnico estudia los cambios de frecuencia, tensión y potencia que siguen a perturbaciones importantes.

a - Amplitud



b - Duración



Fig. 1: Perturbaciones de tensión en las redes.

1.3 Estabilidad de las redes

La estabilidad de las redes se caracteriza por las fluctuaciones de las potencias que circulan por la red y se mide por las variaciones en el tiempo de su tensión y su frecuencia.

Hay que distinguir:

- la estabilidad en régimen estático, que es la que corresponde a una red con un comportamiento estable, es decir, sometido a pequeñas fluctuaciones y que vuelve a su punto de funcionamiento inicial con oscilaciones transitorias amortiguadas hasta que se alcanza de nuevo el equilibrio,

- la estabilidad en régimen transitorio que es el que corresponde al paso de un estado estable estático a otro como resultado de una perturbación prolongada, intencionada o no; este cambio de equilibrio va acompañado de un régimen variable oscilatorio amortiguado que se considera aceptable según unos límites predeterminados de ΔU , Δf , Δt ,

- se tiene inestabilidad en régimen transitorio cuando, después de una perturbación importante, el régimen oscilatorio es divergente. Éste lleva a un fallo del suministro o un nuevo estado, estable pero inaceptable (por ejemplo, un motor que «es arrastrado» por el generador),

- hay estabilidad en régimen dinámico cuando una red está en condiciones de evitar cualquier régimen oscilatorio divergente y es capaz de volver a un estado estable aceptable. Esto implica la intervención eventual de diversas protecciones y automatismos según las perturbaciones previstas.

Los estudios de estabilidad dinámica consisten en:

- prever las principales situaciones críticas, como pueden ser cortocircuitos, fallo de la máquina de energía mecánica, fallo del generador eléctrico, variaciones de carga, sobrecargas de producción...,

- prever el comportamiento de la red ante estas perturbaciones,

- recomendar las medidas que se deben tomar en la explotación: tipos de protección, ajuste de los relés, desconexión de cargas, configuraciones... para evitar modos de funcionamiento indeseables.

Por tanto, este estudio permite mantener bajo control el comportamiento de la red en cuestión, sea pública o privada, de AT o de BT.

1.4 Las redes industriales

A continuación citamos algunas de las características determinantes de las redes eléctricas industriales:

- extensión geográfica del lugar de hasta varias decenas de hectáreas,

- longitud de las conexiones, líneas y cables, que pueden llegar a varios kilómetros para cada uno de los valores de tensión,

- fuentes de energía: de distribuidores exteriores, de producción propia (red aislada) y soluciones mixtas,

- tensiones: varios valores en una gama que va de 380 V a 90 kV o más,

- potencias: de 250 kVA a 100 MVA o más,

- cargas: gran abundancia de motores asíncronos; también de cargas especiales relacionadas con la producción (por ejemplo electrólisis, hornos...),

- complejidad de la arquitectura de la red que ha de poder alimentar a los consumidores prioritarios, tener redundancias de alimentación y ser reconfigurable,

- constantes de tiempo de estabilidad: normalmente de uno a diez segundos.

2 Comportamiento de una red eléctrica industrial

El comportamiento de una red eléctrica durante los fenómenos transitorios depende del comportamiento de cada uno de los componentes.

Partiendo de un estado estable, éstos influirán en el comportamiento transitorio de toda la red. Al acabar una perturbación estarán en el mismo estado estable de antes de la

perturbación, en otro estado estable, o en un estado inestable, lo que generalmente implica la caída de uno o varios elementos al activarse las protecciones. Por eso, es importante conocer el comportamiento de los componentes de la red para poder determinar el comportamiento del conjunto de la red eléctrica en cuestión.

2.1 Cargas pasivas

Las cargas pasivas son elementos consumidores, como por ejemplo la iluminación, la calefacción, cuyas leyes de variación eléctrica son del tipo:

$$P = \left[\frac{V}{V_n} \right]^\alpha \cdot P_n \quad \text{y} \quad Q = \left[\frac{V}{V_n} \right]^\beta \cdot Q_n$$

donde α y β son características de la carga.

2.2 Cargas de «electrónica de potencia»

Esta familia de cargas engloba un gran número de receptores: cubas electrolíticas, motores de velocidad variable, calefacción con regulador, etc.

Estos receptores tienen en común una gran sensibilidad a las variaciones de tensión. Por ejemplo, una variación de tensión del orden de $\pm 15\%$ puede hacer que se pare un motor de

velocidad variable. A esto ha de añadirse la sensibilidad a las variaciones de frecuencia, ya que estos aparatos forman parte de receptores sensibles a los problemas de estabilidad de magnitudes eléctricas.

Evidentemente, con los equipos informáticos ocurre lo mismo.

2.3 Transformadores y conexiones

Los transformadores, las líneas, los cables que transportan la energía eléctrica entre fuentes y cargas se caracterizan por sus impedancias las cuales crean caídas de tensión y pérdidas de energía activa, en función de la corriente que las atraviesa. Su importancia es decisiva en el régimen transitorio:

- las grandes demandas de corriente provocan caídas de tensión que a veces pueden llegar a ser críticas,

- la impedancia que inducen entre fuentes síncronas (conocida como «distancia eléctrica») puede ser la causa de oscilaciones de gran duración.

2.4 Máquinas asíncronas

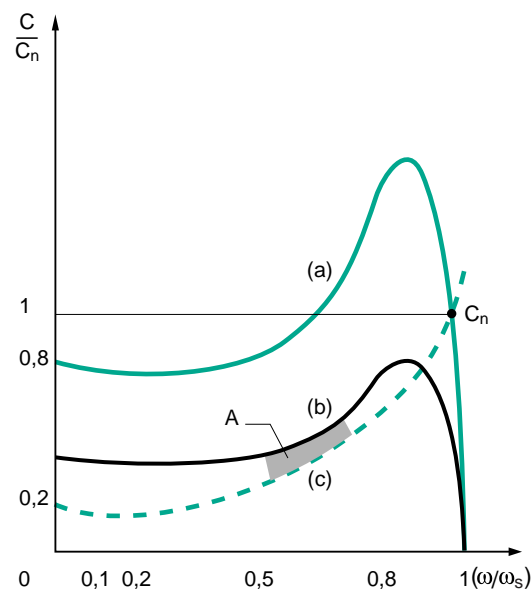
Por su presencia mayoritaria en las redes industriales (hasta un 80% de la potencia consumida en ciertas instalaciones), los motores asíncronos tienen un papel preponderante en los fenómenos de estabilidad.

■ Influencia de las caídas de tensión.

El diagrama par/velocidad de un motor asíncrono de la **figura 2** representa un motor de caja doble que alimenta una bomba.

El punto de funcionamiento se encuentra en la intersección de las curvas de par motor y par resistente. El par motor es proporcional al cuadrado de la tensión.

La estabilidad del motor depende de las posiciones relativas de las curvas de par motor y resistente. Si durante unos instantes el motor sufre un corte de energía o una fuerte caída de la tensión, irá más lento hasta llegar a una velocidad reducida, por ejemplo el 70% de la velocidad de sincronismo. ¿Podrá reacelerar y volver a su estado estable originario?



- (a): curva $C(\omega)$ con plena tensión
(b): curva $C(\omega)$ con tensión reducida ($0,7 U_n$)
(c): curva $C_r(\omega)$

Fig. 2: Gráfica par/velocidad de un motor asíncrono.

Esto depende del valor de la tensión cuando se restablezca. Supongamos que, a causa de las demandas de corriente en la red, la tensión es de $0,7 U_n$ en ese momento (**figura 2**). El par motor es muy poco superior al par resistente (zona A, **figura 2**): el motor va a «arrastrarse» (acelerar muy lentamente) y las protecciones de arranque demasiado largo, relés térmicos o de baja tensión, harán que se desconecte.

La **figura 3** muestra que cuando un motor trabaja más lentamente absorbe una gran corriente. Esta última produce caídas de tensión que hacen más difícil la reaceleración. Si el conjunto de los motores de una instalación industrial trabaja más lentamente (por ejemplo como resultado de una fuerte caída de tensión en la red del distribuidor de energía), la corriente que absorbe el conjunto de los motores en la reaceleración crea caídas de tensión que pueden hacer imposible la reaceleración. La solución suele ser el uso de un autómata de desconexión y conexión progresiva de las cargas. Se puede conseguir una buena estabilidad minimizando la demanda de corriente y por consiguiente, la caída de tensión.

Resumiendo, los motores asíncronos son factores importantes para la estabilidad dinámica y pueden tener dificultades de funcionamiento causadas por una caída brusca en la tensión.

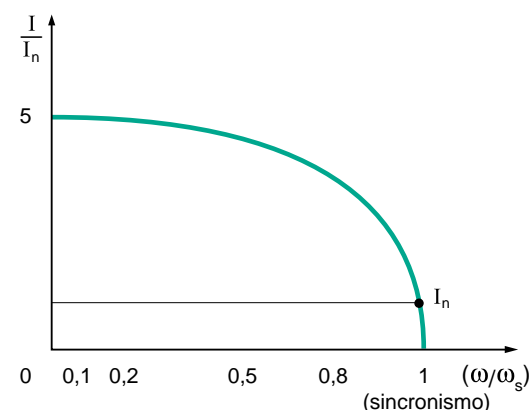


Fig. 3: Motor asíncrono - Corriente en función de la velocidad.

■ **Influencia de ausencia de tensión.**

Cuando falla la tensión, el motor genera en sus bornes una tensión remanente autoinducida que se amortigua en décimas de segundo. Si se trata de un motor grande y con condensadores de compensación de la potencia reactiva, esta tensión puede prolongarse cerca de un segundo.

En el momento de un corte, la fase de la tensión remanente se retrasa respecto a la red a causa del funcionamiento más lento del motor (**figura 4**). Al volver la tensión, el motor reacelerará sin riesgo, con la condición de que la tensión $U_{\text{recuperación}}$ esté dentro de límites aceptables. Con $\theta = 180^\circ$, $U_{\text{recuperación}}$ está en su valor máximo, cerca del doble de la tensión de red. Los resultados son pares destructivos y corrientes (15 a 20 I_n) muy superiores a las corrientes de arranque.

Destaquemos

■ La importancia de la inercia de las masas en rotación -motor más máquina arrastrada- se caracteriza por su constante de inercia H que expresa la sensibilidad de la velocidad de la máquina a las variaciones de tensión o de carga:

$$H = \frac{\text{energía cinética de rotación nominal}}{\text{potencia eléctrica aparente nominal}}$$

■ La influencia de la característica del par resistente mecánico en función de la velocidad de las diferentes cargas giratorias.

■ En el comportamiento transitorio de un motor intervienen las diversas constantes de tiempo que le son características.

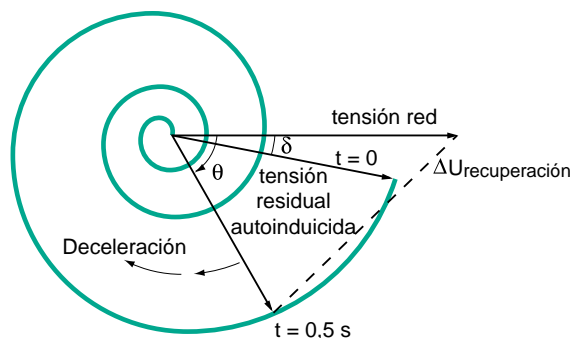


Fig. 4: Tensión residual y «recuperación» de un motor asíncrono.

2.5 Máquinas síncronas

En las redes industriales son frecuentes las máquinas síncronas. Pueden usarse por diferentes motivos:

- recuperación de la energía de un proceso exotérmico o cogeneración,
- necesidad de una fuente eléctrica complementaria para:
 - el contrato EJP -Effacement jours de pointe- (específico de EDF, que bonifica o penaliza la ausencia o presencia de picos de consumo),
 - como fuente de emergencia (standby),
 - para las puntas de consumo,
- compensación de energía reactiva, jugando un papel muy importante en los fenómenos de estabilidad de las redes.

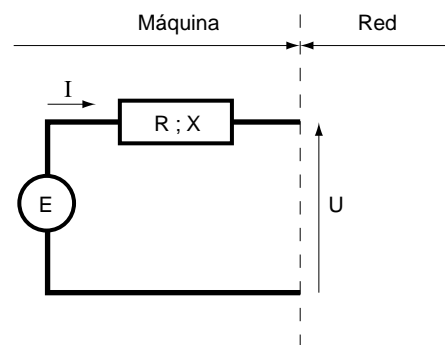
Recordemos lo ya explicado.

Estabilidad estática

Una máquina síncrona se puede representar con el esquema de la **figura 5a**, siendo:

- R: resistencia estatórica,
- X: reactancia directa estatórica,
- E: fem estatórica creada por el arrollamiento de excitación del rotor,

a.- Esquema de una máquina síncrona



b.- Diagrama vectorial correspondiente a la máquina anterior

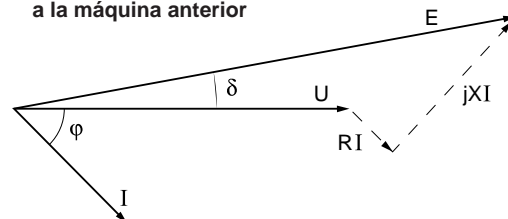


Fig. 5: Representación de una máquina síncrona.

■ U: tensión en bornes del estator, con carga.

En la **figura 5b** tenemos el diagrama vectorial correspondiente: el ángulo interno δ de la máquina se define como el ángulo entre los vectores \bar{U} y \bar{E} . Este ángulo es igual al de defasaje del rotor respecto a su posición de funcionamiento en vacío (si $I = 0$, $\delta = 0$).

Si despreciamos R , un cálculo rápido nos da la potencia eléctrica activa transferida a la red:

$$P = \frac{E \cdot U \cdot \sin \delta}{X}.$$

Es evidente que la potencia eléctrica transmitida a la red está limitada al valor

$$\text{de } \frac{E \cdot U}{X}, \text{ valor que se alcanza con } \delta = 90^\circ.$$

Se puede representar P como una función de δ (**figura 6**). En esta gráfica la potencia mecánica P_m que suministra la máquina de arrastre (turbina o diesel, por ejemplo) queda representada por una línea horizontal. El punto de funcionamiento viene dado por la intersección de esta línea horizontal con la senoide. De hecho, hay dos puntos de funcionamiento posibles: A y B. Partiendo de A y si, por cualquier razón, el ángulo δ aumenta, la potencia transmitida a la red también aumenta y la máquina aminora su velocidad, lo que hace disminuir δ , volviéndose al punto de partida: el funcionamiento es estable. Este mismo razonamiento demuestra que el punto B es inestable, como cualquier otro punto sobre la parte rectilínea de la curva.

Si ya no se admite, como se ha hecho ahora, que $R = 0$, el límite para δ es un ángulo ψ , tal que $\text{tg } \psi = -\frac{X}{R}$.

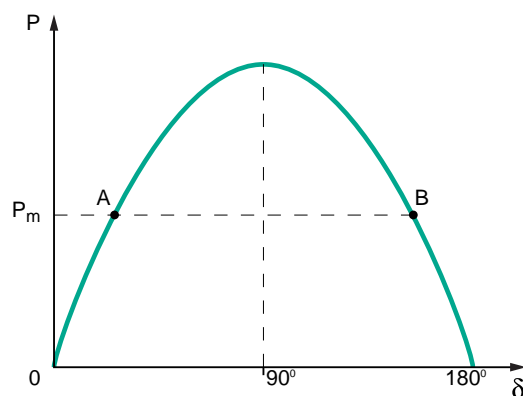


Fig. 6: Potencia generada por un alternador en función del ángulo interno.

La estabilidad estática de un alternador (es decir, su aptitud para responder a una variación lenta de la carga) se puede enunciar según dos consideraciones prácticas complementarias:

■ el funcionamiento no es estable si el ángulo interno δ es inferior a un ángulo límite próximo a 90° ,

■ la potencia activa transmitida a la red está limitada, siendo máxima cuando se consigue el límite de estabilidad.

Estabilidad dinámica

Los problemas de estabilidad dinámica se deben al paso de la máquina de un estado estable a otro. Consideremos el caso de un pico de demanda de potencia sobre la turbina: ésta ha de pasar bruscamente de una potencia suministrada P_1 a otra P_2 (**figura 7**).

El aumento lento de la potencia de P_1 a P_2 hará pasar lentamente del punto A al punto C siguiendo la curva. Pero la respuesta brusca a esta demanda de potencia no es posible. Si se tienen en cuenta las inercias mecánicas, no es posible pasar instantáneamente de un ángulo δ_1 a un ángulo δ_2 . Por eso se produce el paso instantáneo del punto A al punto B; después el ángulo δ aumenta de δ_1 a δ_2 . Pero cuando llega al punto C la estabilización no es inmediata, y por efecto de la inercia se llega hasta el punto D. A continuación, la deceleración hasta el punto C acaba por estabilizar el fenómeno, pasadas algunas oscilaciones ocasionales.

Los cálculos de energías demuestran que la posición del punto E se define por la ley de las áreas: las áreas ABC y CDE son iguales, por tanto, el ángulo interno máximo $\delta_{\text{máx}}$ puede ser superior a 90° de manera transitoria. El límite

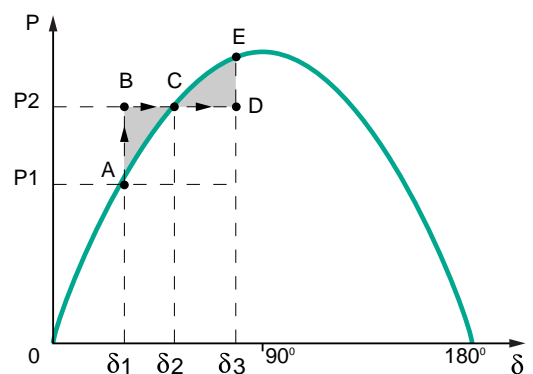


Fig. 7: Desplazamiento del punto de funcionamiento del alternador como consecuencia de un aumento de la potencia mecánica.

de estabilidad dinámica es, pues, mayor que el límite de estabilidad estática.

Sin embargo, puede pasar que la diferencia entre P1 y P2 sea tan importante que no se pueda aplicar la ley de las áreas (figura 8).

No hay un punto D que corresponda a la ley de las áreas. El alternador acelera del punto B al punto C y después hasta el punto X: en este punto, continúa acelerando sobre la curva y la potencia transmitida a la red disminuye. Si la red se alimenta de otras fuentes, hay una pérdida de sincronismo por sobrevelocidad.

Hay que añadir dos detalles importantes:

- los riesgos de pérdidas de estabilidad dinámica están relacionados con los cambios importantes y bruscos de la red o de la turbina,
- los riesgos de pérdidas de estabilidad dinámica son más importantes cuanto más cerca del límite de la estabilidad estática está la potencia producida por la máquina síncrona.

Este hecho se expresa por la noción de potencia sincronizante

$$P_s = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E \cdot U}{X} \cos \delta, \text{ que demuestra que para}$$

una variación dada de la potencia requerida, la variación del ángulo eléctrico es menor cuanto más pequeño es el ángulo.

Fijémonos que, en realidad, en el régimen transitorio intervienen además de X, las reactancias transitorias y subtransitorias de las máquinas, que dependen de las variaciones temporales de flujo.

Pero las regulaciones de velocidad y de tensión juegan un papel muy importante para mejorar el comportamiento del grupo respecto a la red.

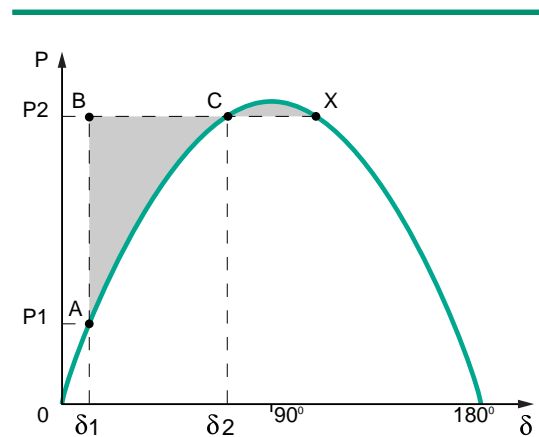


Fig. 8: Inestabilidad (sobrevelocidad) como consecuencia de un aumento de potencia mecánica,

2.6 Las regulaciones

La regulación tiene por objeto conseguir un funcionamiento correcto:

- estabilidad de la amplitud de la tensión,
- estabilidad de la frecuencia de la red cuando hay variaciones de carga o de potencia de arrastre,
- distribución de las potencias eléctricas activa y reactiva.
- Regulación frecuencia/potencia activa.

□ Tomemos el caso simple de un alternador, única fuente de alimentación de los receptores, equipado con un regulador de velocidad.

La frecuencia de la red, proporcional a la velocidad de rotación del alternador, la fija el ajuste primario de la velocidad mecánica de la máquina de arrastre que sigue la potencia que se ha de suministrar. La regulación automática realizada de esta manera se define por su estatismo que expresa la desviación total de frecuencia para toda la gama de potencia (figura 9).

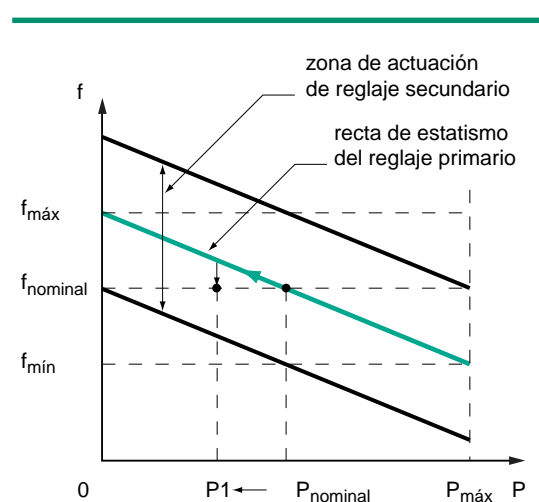


Fig. 9: Recta característica de velocidad de un alternador y efecto del ajuste secundario.

Cuando nos alejamos del punto de funcionamiento (P_n, f_n), cualquier aumento de la potencia activa demandada y suministra provoca una disminución de frecuencia, y viceversa. Por ejemplo, un nivel de estatismo del 4% garantiza una frecuencia de 49 a 51 Hz ($50 \text{ Hz} \times 4\% = 2 \text{ Hz}$).

Para neutralizar este error se ha de introducir una compensación que desplace la caída del nivel de estatismo paralelamente a sí misma, según la velocidad, mediante un ajuste secundario.

En régimen dinámico, las constantes de tiempo del sistema van de algunos cientos de milisegundo a algunos segundos. Un corrector (integral, derivado, módulos de avance/retraso) permite paliar parcialmente las consecuencias inevitables de esta relativa lentitud.

□ Cuando dos alternadores se acoplan, el punto de funcionamiento del conjunto depende de su estatismo y de su potencia (figura 10).

Cualquier variación de potencia va acompañada de una variación de frecuencia y el reparto de potencia entre los alternadores se hace en función de su estatismo respectivo. Así, es posible imaginar múltiples configuraciones de funcionamiento.

□ El caso del acoplamiento de un alternador a una red es una ampliación del caso precedente, en el que la red tiene un estatismo casi nulo, es decir, que la frecuencia se impone al alternador y su regulación es una regulación de la potencia.

□ Para resumir, la acción del regulador electromagnético de la máquina de arrastre del alternador permite ajustar la frecuencia de la red y/o la potencia activa transmitida.

■ Regulación tensión/potencia reactiva.

Si aplicamos el razonamiento anterior al uso de un regulador de excitación del alternador se ve que se puede ajustar la amplitud de la tensión de la red y/o la potencia reactiva transmitida para solucionar el problema de la característica natural ($U = f(I)$ para excitación constante) del alternador y el problema de las fluctuaciones de las cargas.

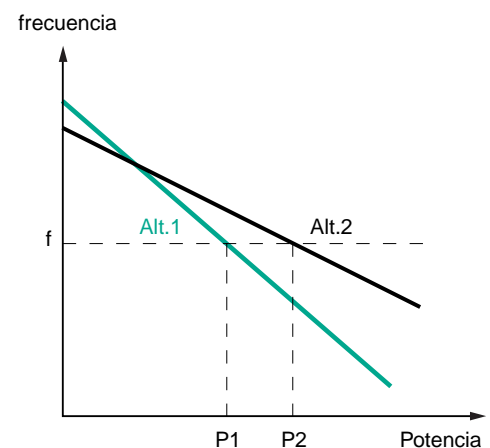


Fig. 10: Alternadores en paralelo: reparto de la potencia en función de la pendiente de su recta característica.

2.7 La red del suministrador

La red del suministrador tiene normalmente una tensión determinada, garantizada por contrato, con un cierto margen de amplitud y frecuencia.

Por ejemplo la norma EN 50160, que caracteriza la calidad de la tensión que suministran las redes públicas, precisa las variaciones que admiten la frecuencia y la tensión (figura 11).

El suministrador de energía da, en el punto común de conexión, la potencia de cortocircuito de la fuente (generalmente tres valores: alta, baja y media, teniendo en cuenta la configuración de su red).

Los defectos de la red de distribución repercuten en el cliente: sus características y su frecuencia son aleatorias, y el plan de protección utilizado se traduce, por ejemplo, en los tiempos típicos de corte de red.

Red BT/MT	Período 95% de una semana	Período 100% de una semana
Conexión síncrona a todo el sistema interconectado	50 Hz \pm 1%	50 Hz \pm 4%; - 6%
	95% de U_n eficaz (10 minutos) \pm 10%	95% de U_n eficaz (10 minutos) \pm 10%
Sin conexión al sistema interconectado	50 Hz \pm 2%	50 Hz \pm 15%
	95% de U_n eficaz (10 minutos) \pm 10%	95% de U_n eficaz (10 minutos) \pm 10%

Fig. 11: Variaciones de tensión y frecuencia permitidas en las redes públicas (norma EN 50160).

2.8 Los elementos de protección

Su misión es asegurar la protección de las personas y de los bienes y han de intervenir casi siempre que se produce un fenómeno transitorio anormal.

Citemos a continuación diversas perturbaciones que pueden ser causa de fenómenos transitorios:

- defectos eléctricos que se presentan en las instalaciones propias del suministrador,
- defectos eléctricos de origen interno,
- maniobras de transferencia o conmutación de fuentes y cargas (manuales o automáticas),
- arranque y reacceleración de grandes motores o de cadenas de producción,
- parada de una parte del sistema de producción (disparo de un grupo, de un transformador, de una línea).

La actuación de las protecciones permite separar las partes que fallan de manera selectiva y rápida y asegurar, en la medida de

lo posible, la alimentación de los receptores prioritarios o vitales para el proceso.

Las principales protecciones son:

- protecciones contra sobrecorrientes, que pueden ser:
 - a tiempo constante o inverso; instantáneas o temporizadas.
 - direccionales.
- protecciones contra tensión mínima,
- otras protecciones específicas, por ejemplo, contra frecuencia baja, contra sobrevelocidad, contra retorno de potencia, diferenciales, contra impedancia mínima ...

Estas protecciones se completan con automatismos del tipo: inversores de fuente, desconectadores/reconectadores de cargas cuya acción atenúa o provoca transitorios de potencia en la red. Las protecciones y los automatismos tienen una acción determinante en el tratamiento de la inestabilidad dinámica.

2.9 El conjunto de toda la red

El comportamiento global de la red es el resultado del comportamiento individual de cada uno de sus componentes, incluyendo los equipos de protección y de control y mando, y de sus interacciones.

■ La estabilidad estática define los flujos de potencia en la red para todos los modos de funcionamiento normales de la zona industrial (configuración de la red y unidades de producción en curso). En cada caso, el «plan de tensión» precisa las acciones que se han de llevar a cabo para mantener los valores de tensión dentro de márgenes admisibles (por ejemplo, mejor que 3%) y minimizar las pérdidas, y esto a nivel:

- de la potencia suministrada por las fuentes,
- del ajuste en las tomas de los transformadores,
- de los condensadores de compensación.

■ Las exigencias de la estabilidad dinámica condicionan la evolución de la red según el tipo de explotación y las incidencias, y además las acciones que se han de tomar para minimizar los riesgos y las perturbaciones de los procesos de producción.

Señalemos que, tanto en condiciones normales como anormales, la monitorización, control y mando juegan un papel importante en la explotación de la red al proporcionar la información que permite conocer en cada instante el estado de los flujos de potencia, de las tensiones y de carga en los generadores.

En este nivel, la complejidad del problema global es superior al que corresponde a un estado «estático». Los estudios de estabilidad dinámica se utilizan para facilitar las medidas más apropiadas y las soluciones que se han de aplicar en cada caso.

3 Estudio de estabilidad dinámica de las redes industriales

El propósito de este capítulo es el de proporcionar la información general sobre el objetivo de los estudios, su contenido, y sobre todo informar sobre las causas, los efectos y

las soluciones de las inestabilidades dinámicas.

Para terminar, presentaremos como ejemplo un estudio realizado por el «Servicio Electrotécnico y Redes» de Schneider Electric.

3.1 Generalidades

Objetivos del estudio

Los estudios de estabilidad dinámica consisten en analizar y prever las variaciones de las magnitudes eléctricas en el tiempo y en los diferentes puntos de una red y la evolución de los parámetros mecánicos de las máquinas rotativas a causa de perturbaciones bruscas.

Estos estudios tienen como finalidad encontrar:

- las condiciones de funcionamiento de la red que permitan asegurar una buena continuidad de alimentación de los receptores,
- la potencia máxima disponible cuando se produce una perturbación,
- los valores óptimos de ajuste de los elementos del sistema de protección,
- el plan de restricción para garantizar la alimentación de los receptores vitales,
- los mejores ajustes de cada uno de los puntos de regulación de las máquinas.

Cada estudio es un caso particular relacionado con:

- los tipos de fuentes,
- los tipos de receptores,
- la arquitectura de la red,
- el modo de explotación de la red,
- las causas de inestabilidades tomadas en cuenta.

Los estudios de estabilidad dinámica se pueden hacer en distintos momentos o por diversas causas:

- estudio preventivo anterior al diseño de una red,
- variación del número de generadores y/o receptores de gran potencia en una red existente,
- estudio para la reparación de un incidente.

Si el estudio se hace antes de la instalación, estos factores se pueden modificar en la mayoría de los casos. Así se tiene la certeza de que, cuando se produzcan regímenes transitorios, el comportamiento de la red y de las máquinas será el que se desea.

Los estudios pueden ser globales o limitados a un problema concreto, por ejemplo, en el caso de marcha acoplada entre la red pública y un alternador: determinación del límite de energía intercambiada para que, en el caso de desacoplamiento, no se llegue a un funcionamiento inestable en la red principal (**figura 12**).

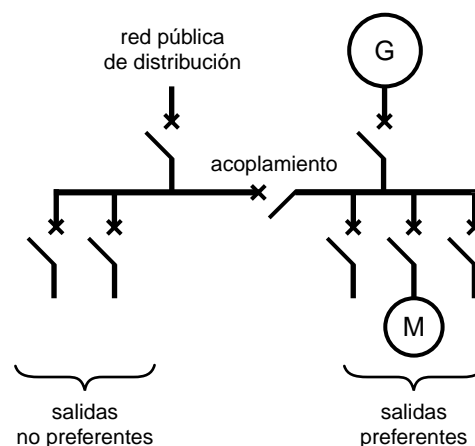


Fig. 12: Red con doble fuente de energía y con salidas preferentes.

Causas de inestabilidad

■ Los fenómenos eléctricos.

Los fenómenos perturbadores que afectan a la estabilidad de una red son los que provocan las variaciones de la potencia activa/reactiva:

□ Variación de las características de las fuentes:

- potencia de cortocircuito,
- caídas y bajadas de tensión,
- cortes, breves o largos,
- variaciones de frecuencia (red aislada).

□ Variación de carga de la red, por ejemplo:

- con carga nominal, los alternadores tienen una potencia sincronizante baja,
- en vacío, una red puede convertirse en capacitiva.

□ Defectos eléctricos de los que, el más importante, es el cortocircuito franco trifásico.

■ Constitución y modo de explotación de la red.

Los numerosos parámetros que intervienen en el funcionamiento de las redes ofrecen múltiples configuraciones, siendo muchas de ellas favorables a situaciones de riesgo:

- el modo de acoplamiento de las máquinas entre sí y a la red de distribución, así como los juegos de barras preferentes y no preferentes,
- el punto de funcionamiento nominal de los alternadores, del que dependen el margen de potencia disponible y la potencia sincronizante.
- el modo de regulación de las máquinas síncronas: regulación en velocidad o en potencia activa; en tensión o en potencia reactiva,
- las impedancias de las conexiones (por ejemplo, de transformadores en paralelo),
- el plan de protección: tipos de protección y ajustes, lógica de acoplamiento/desacoplamiento, conexión/desconexión de cargas,
- las características relativas de las curvas de par motor y par resistente de las máquinas de arrastre (**anexo 1**).

■ El funcionamiento del proceso.

En el caso de los turboalternadores arrastrados con vapor, las fluctuaciones de carga producen variaciones en el consumo de vapor y, por tanto, variaciones de la potencia mecánica entregada por la turbina, lo que puede llevar a regímenes de funcionamiento inestables de la red eléctrica por las fluctuaciones de potencia y las oscilaciones que de ellas resultan.

Las cargas fluctuantes, como las de los hornos de resistencia pilotados por reguladores de ca. provocan, por naturaleza, variaciones de potencia.

Los compresores de pistones tienen un par resistente comparable, en valor absoluto, al que suministran los motores diesel. Las variaciones de velocidad resultantes pueden entrar en resonancia con la frecuencia del sistema de regulación y provocar pérdidas de estabilidad.

Este último fenómeno puede presentarse cada vez que la carga alimentada por la red varía rápidamente, por ejemplo en los talleres de soldadura por puntos.

Efectos de la inestabilidad

■ En las máquinas rotativas.

Mientras se producen los transitorios, los cambios de potencia entre máquinas y entre máquinas y red producen cambios repentinos de par: los esfuerzos mecánicos resultantes pueden provocar fallos mecánicos (rotura de árboles).

Si los alternadores trabajan por encima de sus prestaciones, bajan la frecuencia y la tensión. Sus regulaciones de tensión y velocidad pueden entrar en resonancia con una perturbación y amplificar los efectos de inestabilidad.

Los motores que sufren oscilaciones de frecuencia y caídas de tensión trabajan más lentamente.

Al eliminar las perturbaciones, la corriente absorbida es importante y, por tanto, las caídas de tensión, por lo que es más difícil recuperar la velocidad: algunos motores se arrastran (siguen en marcha lenta) o se calan, sufriendo calentamientos anormales, lo que dificulta aún más la recuperación de la estabilidad de la red, salvo desconexión rápida de las grandes unidades.

■ En la red.

Las oscilaciones de potencia originadas por corrientes muy elevadas producen, en las conexiones y los transformadores, calentamientos nefastos para la resistencia de los materiales.

Las caídas de tensión, consecuencia de grandes corrientes, ocasionan fallos en ciertos aparatos sensibles (ejemplo: contactores, componentes electrónicos...).

La desconexión de uno o más generadores desequilibra el equilibrio consumo/producción y puede provocar la caída de toda la red.

Controlar la inestabilidad

Si se toman precauciones se puede evitar sobrepasar el límite de inestabilidad; tanto a nivel de los generadores, de la red como de los receptores, estas precauciones evitan la inestabilidad y combaten eficazmente su aparición.

■ A nivel de los generadores.

El uso de grupos de gran inercia mecánica reduce la influencia de las variaciones de carga.

Los diferentes parámetros de ajuste del sistema de regulación permiten elegir una velocidad de respuesta acorde con las perturbaciones previstas.

La elección del punto de funcionamiento de los alternadores es importante: hay que tener un margen de potencia disponible por encima de la demanda, y un potencial de potencia sincronizante.

■ A nivel de la red.

□ Todo lo que tienda a disminuir la impedancia de las conexiones mejora las posibilidades de volver a un estado estable después de un incidente.

□ La redundancia de las fuentes y la posibilidad de desconectar los receptores no preferentes, minimiza la duración y los valores de las caídas de tensión. La conexión/

desconexión por escalones de potencia evita grandes perturbaciones.

□ La separación rápida y selectiva de una parte de la red en cortocircuito limita sus consecuencias nefastas (interruptores automáticos rápidos y limitadores).

□ El plan de protección ha de estar diseñado teniendo en cuenta los diferentes situaciones de inestabilidad previsibles (elección y ajuste de las protecciones, uso de la selectividad lógica en lugar de la selectividad cronométrica).

□ El disparo por fases separadas, para eliminar defectos de monofásicos en las redes de transporte y el empleo del interruptor automático shunt para las redes de distribución MT, tienen efectos benéficos en la estabilidad de las redes de fábricas.

■ A nivel de los receptores.

□ Uso de sistemas de arranque para disminuir las corrientes de arranque de los motores,

□ instalación de protecciones por tensión mínima, direccionales, control de potencias para los grandes motores,

□ control de los receptores de funcionamiento cíclico o intermitente.

3.2 Estudios de estabilidad

Posición del problema

Recordemos que la estabilidad dinámica de una red es la facultad de ésta de retomar el funcionamiento normal después de una perturbación brusca. Un estudio de estabilidad consiste, pues, en analizar el comportamiento eléctrico y mecánico de las máquinas entre el momento en el que se presenta la perturbación y el momento en el que, una vez eliminada ésta, la red vuelve, o no, a las condiciones normales de funcionamiento. El problema tiene tres aspectos:

■ Eléctrico, que se estudia con las ecuaciones clásicas de las redes (ley de Kirchoff), representado las máquinas con las ecuaciones de Park que permiten estudiar sus regímenes transitorios.

■ Dinámico de las variaciones alrededor de un estado de equilibrio, que se hace con las funciones de transferencia de las regulaciones de velocidad y de excitación.

■ Mecánico, puesto que se trata de saber si la velocidad de las máquinas se mantiene o no; las ecuaciones mecánicas de cada máquina

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_r, \text{ tienen en cuenta el momento}$$

de inercia J y las características del par de la carga y del motor.

Métodos de cálculo empleados

■ Método analítico.

En los casos simples de red, es decir para las redes con una máquina (dos eventualmente) y cargas pasivas, se puede abordar la descripción analítica de la variación de los parámetros de la máquina en caso de fallo. Este análisis es posible si la velocidad se puede considerar como constante. Las ecuaciones de las máquinas describen sus comportamientos de forma suficientemente precisa aunque no se tomen en cuenta ciertos parámetros. Los distintos métodos de análisis

(Behn-Eschengurg, diagrama de Potier, diagrama de Blondel) permiten conocer el rendimiento, la corriente de excitación y las caídas de tensión de los alternadores y de los motores. La transformación de Park aplicada a las máquinas permite analizar el régimen permanente, así como los regímenes transitorios.

■ Simulación en una micro-red.

En los casos más complejos, ya hace tiempo que los diseñadores disponen de métodos de simulación en micro-red, lo que permite reproducir a escala reducida el comportamiento de las máquinas (leyes de semejanza). Este método, si se quieren obtener buenos resultados, necesita medios importantes y sobre todo mucho tiempo de preparación para realizar la micro-red representativa de la instalación que se ha de estudiar.

Así, este método, prácticamente abandonado hoy en día, no se aplica más que para las redes que tienen una estructura estable.

■ Simulación digital.

Actualmente, es este método el que se emplea universalmente. Una calculadora permite resolver numéricamente los sistemas de ecuaciones que describen el comportamiento de la red. La potencia creciente de los ordenadores permite hoy en día simular redes importantes en tiempos razonables y prever análisis finos del comportamiento de las máquinas y de los componentes de las redes. Todas las cargas, todos los receptores, todos los generadores contribuyen al funcionamiento del conjunto y reaccionan los unos sobre los otros; la dimensión del problema es pues muy grande y, para adaptarse a la capacidad de un ordenador, conviene simplificar los datos de manera que no se represente más que una decena de máquinas:

- reagrupando las cargas pasivas,
 - reagrupando los motores bajo la forma de «motores equivalentes», que tengan un comportamiento idéntico,
 - reagrupando también los generadores de la misma forma,
 - asimilando una fuente muy potente, respecto a las potencias estudiadas, a una fuente perfecta en serie con una impedancia.
- Estos pasos, anteriores a los cálculos, son evidentemente muy importantes porque definen las hipótesis que deben de ser de una complejidad razonable y a la vez representativas de la realidad.

El método de resolución adoptado es un método paso a paso teniendo en cuenta:

- las magnitudes de variación lenta: par motor, velocidad relativa del rotor, flujo en los bobinados del inductor, tensión de excitación,
- magnitudes de variación rápida: corrientes y tensiones en las diferentes ramas de la red y en los diversos circuitos de las máquinas, tensión en los bornes de las máquinas y potencia entregada.

Este método se desarrolla con un programa informático diseñado para tratar todos los casos de redes industriales, como por ejemplo el código de cálculo MG-STAB desarrollado por Schneider.

Desarrollo de un estudio

El desarrollo de un estudio de estabilidad sigue una cierta lógica y se descompone en diversas etapas, que se describen brevemente a continuación:

■ Los preliminares a los cálculos.

Como la precisión de los resultados está directamente relacionada con la exactitud de los datos de la red, el estudio empieza por la recopilación de éstos últimos buscando los valores numéricos exactos de las características de los componentes de la red.

Después, la modelización consiste en describir cuantitativamente las leyes físicas que rigen el funcionamiento de los elementos de la red y de su interconexión, bajo la forma de un fichero de datos.

El cálculo del régimen inicial de los flujos de carga («load flow») lo hace el ordenador cuyo programa específico de estabilidad trata el fichero de los datos: tensiones en los nudos, corrientes y potencias en las ramas, las fuentes y las cargas y el punto de funcionamiento de las máquinas.

■ Las simulaciones.

La topología y los componentes de la red varían de un estudio a otro: hay muchos tipos de perturbaciones y muchos posibles lugares de aplicación.

A la vista del esquema que estamos estudiando, el especialista selecciona las perturbaciones y su lugar de origen según la criticidad del problema.

En general, el interés se centra en las faltas o cortes de tensión de la red del distribuidor, en los cortocircuitos (en MT y en las fuentes), en los defectos parciales de alimentación (líneas, transformadores, generadores), en los arranques de grandes motores y en las incidencias en la red de energía eléctrica de fenómenos importantes del proceso de producción.

Los cálculos del régimen dinámico en el tiempo tienen en cuenta las perturbaciones previstas, reproduciendo las situaciones posibles de comportamiento de la red y las acciones a tomar. Los diversos escenarios se desarrollan para tratar el conjunto de los casos escogidos y la sensibilidad a los parámetros.

■ Los resultados.

Se traducen esencialmente en gráficas de evolución en el tiempo: tensiones en los diferentes juegos de barras, corrientes en las derivaciones de alimentación, potencias transportadas, datos de las máquinas

(velocidad, par eléctrico y mecánico, excitación), regulación de las excitaciones y de los arrastres mecánicos.

En conclusión, los resultados tienen que ver con el funcionamiento del sistema eléctrico en régimen perturbado y permiten:

- la verificación de la estabilidad,
- conocer la viabilidad de las posibles soluciones después de un fallo,
- la confirmación del plan de protecciones,
- el ajuste de las regulaciones.

3.3 Ejemplo de estudio

El caso que presentamos a continuación está extraído de un estudio real de una red industrial típica de la industria pesada: se trata de estudiar el impacto de un cortocircuito en el secundario de un transformador 63/20 kV (figura 13).

Descripción de la red

La red está compuesta de (figura 14):

- Una fuente EDF 63 kV que suministra energía al juego de barras de 20 kV de la fábrica a través de los transformadores 63/20kV.
- Una fuente autónoma compuesta de dos alternadores que, a través de los transformadores 3,2/20 kV, suministran energía a otro juego de barras de 20 kV.
- Los motores asíncronos se alimentan a 5,5 kV a través de transformadores 20/5,5 kV, conectados a la red 20 kV, en los juegos de barras preferentes o no preferentes; algunos de estos motores son máquinas equivalentes.

- Una carga pasiva equivalente que representa al resto de consumidores de la fábrica en el juego de barras prioritario.

Las protecciones que aparecen en el ejemplo son direccionales, contra sobrecargas y se aplican a los transformadores de red.

Objeto del estudio

- Hipótesis del estudio:

El secundario de uno de los dos transformadores de alimentación EDF 63/20 kV sufre un cortocircuito de trifásico franco (figura 13).

- Efecto a evitar:

El fallo no ha de producir la caída de los motores 5,5 MW.

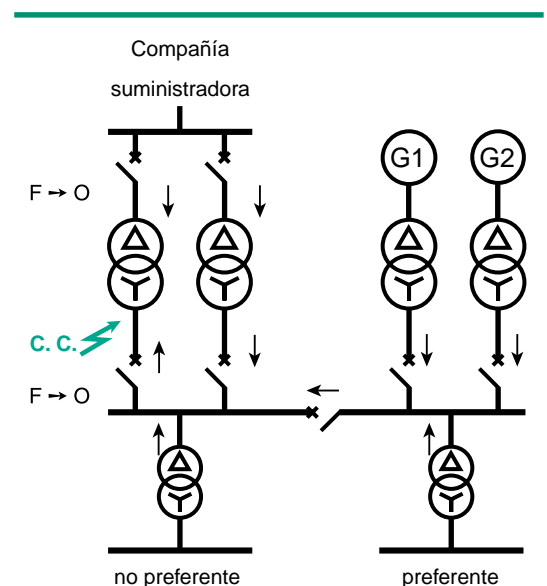


Fig. 13: Configuración estudiada.

- Cuestión a resolver:

¿Cuál es el tiempo máximo admisible de eliminación del fallo para evitar la inestabilidad dinámica?

La descripción cualitativa de los fenómenos, en el caso que estamos considerando, es la siguiente:

- Si se elimina el fallo, la tensión en el punto de cortocircuito es nula, al igual que en todo el juego de barras común 20 kV (se pueden ignorar las impedancias de conexión). La potencia que suministran los grupos pasa del valor inicial a un valor muy bajo debido a las pérdidas en los transformadores elevadores: la bajada brusca de potencia activa se traduce en una aceleración de los alternadores porque

son arrastrados por turbinas cuyas regulaciones mecánicas no reaccionan instantáneamente; paralelamente la regulación de tensión va a llevar a la corriente de excitación a un valor máximo para tratar de compensar la caída de la tensión.

Los motores, durante los primeros instantes del régimen transitorio y hasta la anulación del flujo, alimentan el cortocircuito; después pierden par y se van parando debido a que la tensión pasa a ser muy baja.

La red de distribución suministra una corriente que corresponde a su potencia de cortocircuito en serie con los transformadores en paralelo.

■ Las protecciones direccionales de corriente máxima provocarán la eliminación del único transformador con fallo.

■ Con la eliminación del fallo, hay una reaparición de la tensión en el juego de barras de 20 kV; su valor depende de la acción combinada de la red EDF, de los alternadores con sobreexcitación máxima y de la demanda de corriente de los consumidores.

Los alternadores no están en fase entre ellos, ni con la red (cada fuente ha evolucionado independientemente de las otras ya que la tensión es prácticamente nula) y sus velocidades son diferentes. Éstos suministran una potencia baja ya que el aporte de energía

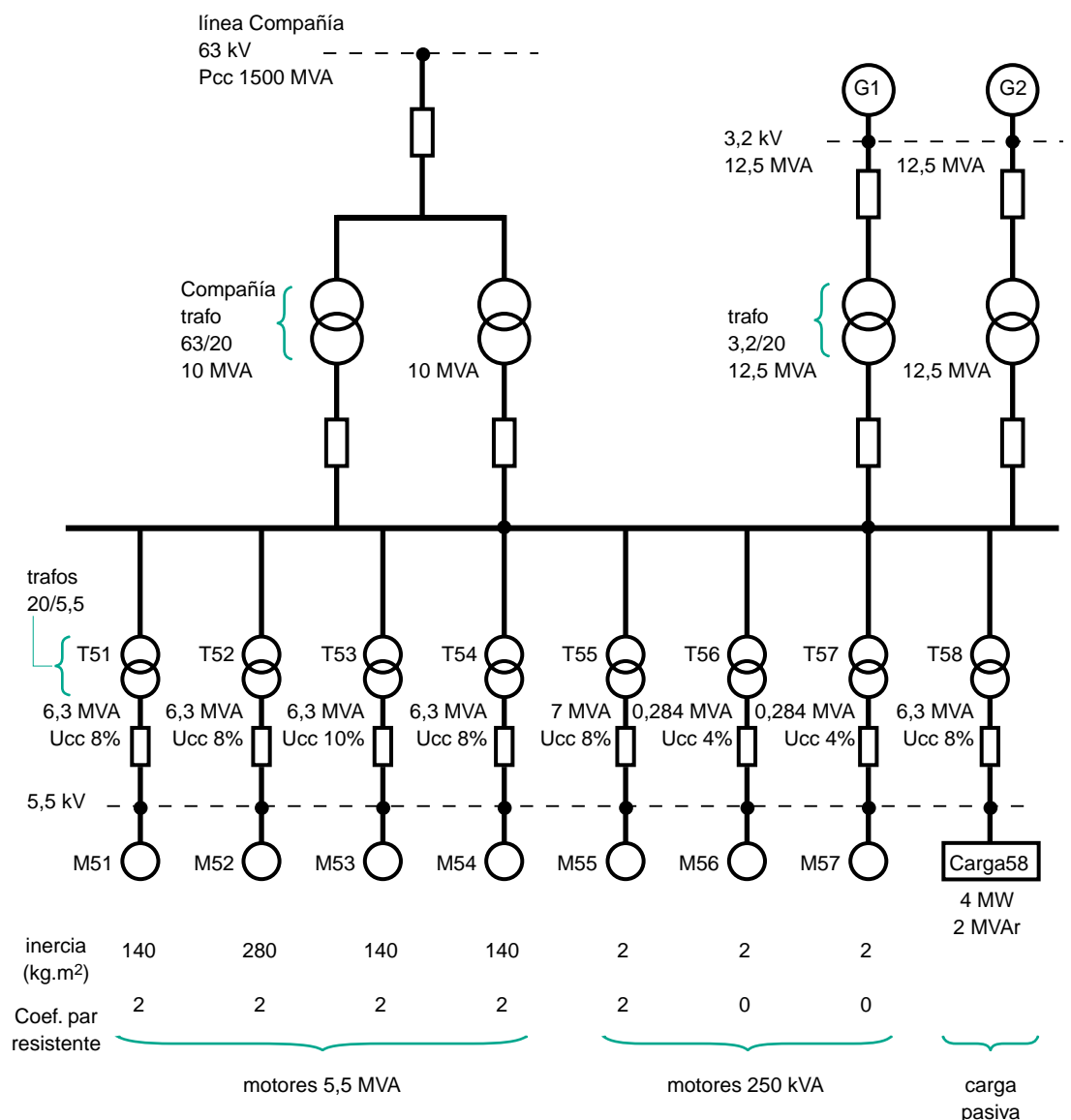


Fig. 14: Esquema de la instalación estudiada.

de las turbinas ha disminuido por la acción de los reguladores y han pasado a velocidad mínima. Los motores también han perdido velocidad, el campo del rotor está desfasado respecto al del estátor que produce la red, y sus velocidades son diferentes. La corriente que absorben tiende a la de arranque, lo que provoca fuertes caídas de tensión en las líneas de conexiones puesto que todos los motores tienden a reaccelerar al mismo tiempo.

■ Entonces la energía empieza a circular oscilando entre las diversas máquinas a través de las líneas de conexión y los transformadores de la red. Si las diferencias de velocidad de los alternadores, que son la base de los fenómenos transitorios, disminuyen, se recupera el régimen normal. Si las máquinas síncronas no encuentran de nuevo el sincronismo, los motores asíncronos se paran o se quedan en baja velocidad.

Se ve, pues, que el estudio del comportamiento de esta red requiere un cálculo complejo para poder asegurar la vuelta a un estado estable de funcionamiento y para conocer las variaciones de las magnitudes eléctricas y mecánicas.

Estudio cuantitativo

La simulación se desarrolla de la siguiente manera: después de haber calculado el régimen permanente durante 0,1 s (hace falta asegurarse del buen funcionamiento del modelo) se simula el cortocircuito en el secundario del transformador 60/20 kV y después se elimina con la apertura simultánea de los interruptores automáticos que lo protegen aguas arriba y abajo; el cálculo se hace durante 5 segundos, lo suficiente para analizar el retorno de la red. Se toman dos hipótesis diferentes de tiempo de actuación de las protecciones: 300 y 350 ms, que son valores próximos al límite aceptable que se está buscando.

Nota: para simplificar el ejemplo, sólo se tienen en cuenta las protecciones inmediatamente anterior y posterior de dos transformadores de entrada de la compañía suministradora.

Vamos a examinar primero el resultado de la simulación respecto a uno de los alternadores 12,5 MVA (los dos son idénticos) y después el comportamiento de uno de los motores de 5,5MVA..

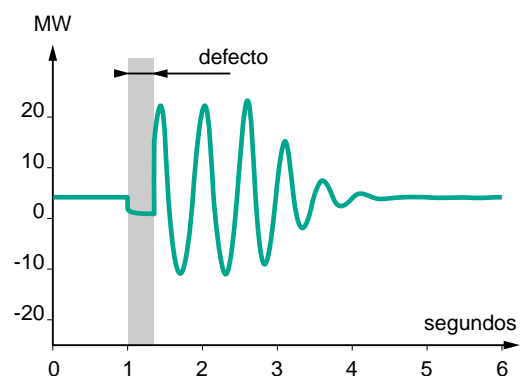
■ Alternador

□ examen de la potencia activa (figura 15).

Desde que aparece un fallo, la potencia activa que suministra el alternador disminuye mucho, y continúa decreciendo mientras dura el fallo.

Al eliminar el defecto, se produce una oscilación de potencia activa que corresponde a los intercambios entre este alternador, el otro alternador y la fuente EDF. Este intercambio de potencia corresponde a la potencia necesaria para el restablecimiento del sincronismo entre la tensión del alternador y la de la red. Si las protecciones se activan a 300 ms (eliminación del fallo 40 ms más tarde), las oscilaciones de potencia disminuyen rápidamente para estabilizarse en el valor inicial. En el segundo caso ocurre lo contrario, las oscilaciones seguirían sin presentar una disminución significativa; el alternador no llega a recuperar el sincronismo.

a - actuación de las protecciones en 300 ms



b - actuación de las protecciones en 350 ms

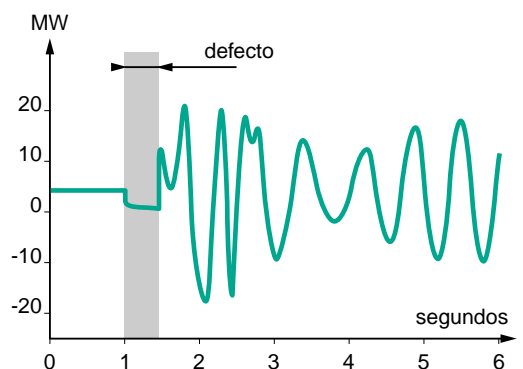


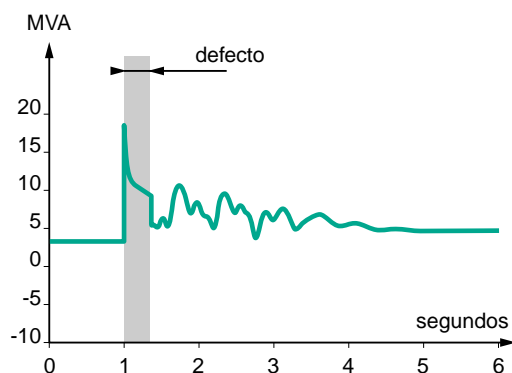
Fig. 15: Variaciones de la potencia activa de uno de los alternadores de 12,5 MVA.

□ examen de la **potencia reactiva** (figura 16).

Al producirse un fallo, la potencia reactiva aumenta considerablemente y se mantiene en un valor elevado mientras dura el defecto.

La potencia reactiva, que podía estar en 2,7 veces su valor antes de que aparezca el fallo, continúa aumentando todavía más hasta la eliminación del defecto, debido al retorno de la tensión a un valor próximo al normal. La punta de potencia reactiva corresponde a las necesidades de magnetización de los consumidores de la red.

a - actuación de las protecciones en 300 ms



b - actuación de las protecciones en 350 ms

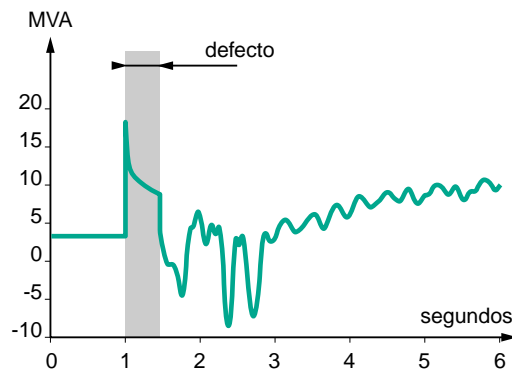


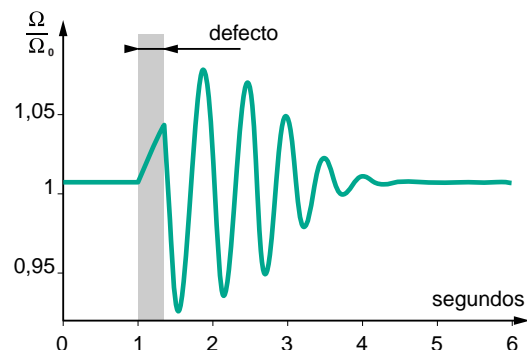
Fig. 16: Variación de la potencia reactiva de uno de los alternadores de 12,5 MVA.

□ examen de la **velocidad** (figura 17).

Al presentarse el defecto, la velocidad aumenta, como consecuencia de la caída brusca potencia suministrada (U baja!).

La eliminación del defecto provoca una ralentización del alternador, y su velocidad empieza a oscilar. Si la activación de las protecciones tarda hasta los 350 ms (figura 17b), el alternador es incapaz de volver a un estado de funcionamiento estable.

a - actuación de las protecciones en 300 ms



b - actuación de las protecciones en 350 ms

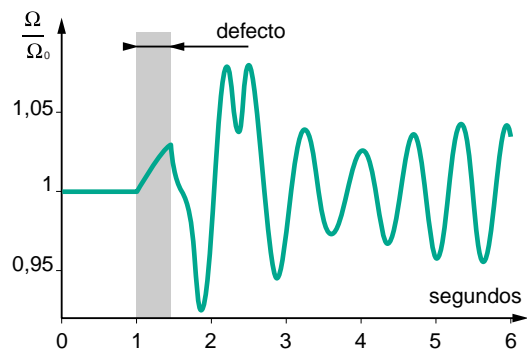
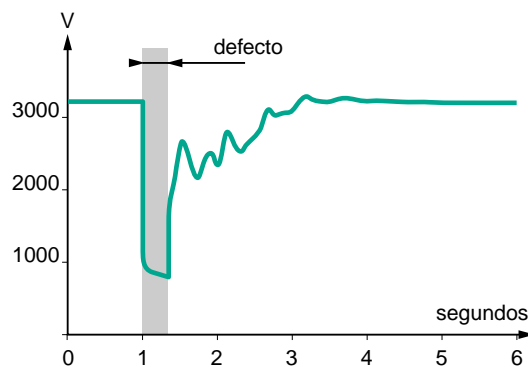


Fig. 17: Variación de la velocidad de uno de los alternadores 12,5 MVA.

□ examen de la **tensión** (figura 18).

Si las protecciones se activan en 300 ms, (figura 18a), la tensión, después de eliminar el fallo, vuelve a alcanzar rápidamente el valor nominal. Por el contrario, la tensión no se restablece y tiende a seguir disminuyendo si las protecciones llegan a tardar en actuar aunque sólo sea 350 ms (figura 18b).

a - actuación de las protecciones en 300 ms



b - actuación de las protecciones en 350 ms

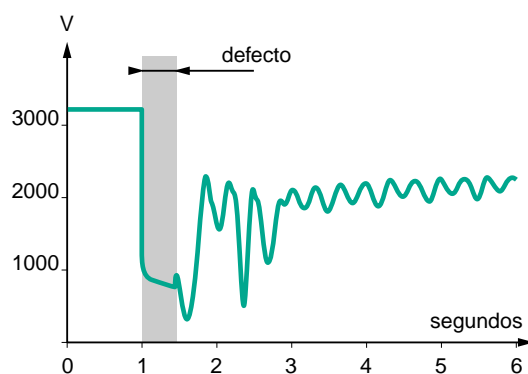
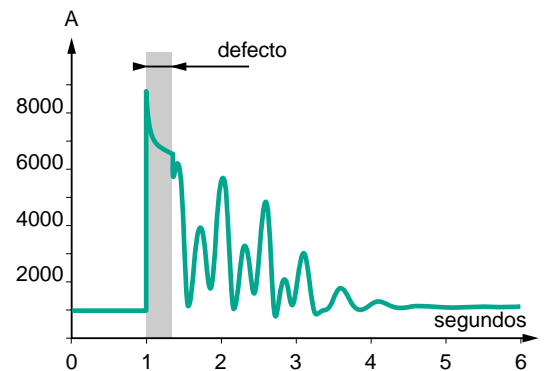


Fig. 18: Variación de la tensión en bornes de uno de los alternadores.

□ evolución de la **intensidad de corriente** (figura 19).

Igual que la tensión, si las protecciones se activan en 300 ms, la corriente vuelve a encontrar el valor inicial (figura 19a); por el contrario, permanece con un valor medio alto en el caso de actuación en 350 ms (figura 19b).

a - actuación de las protecciones en 300 ms



b - actuación de las protecciones en 350 ms

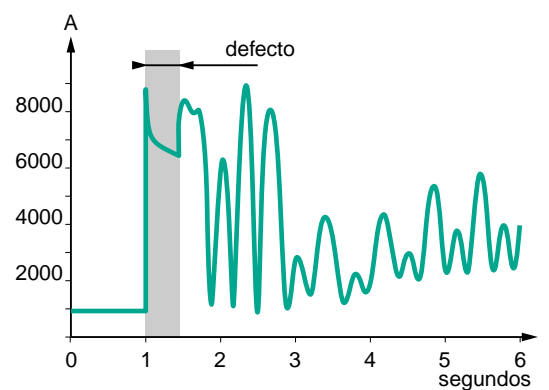


Fig. 19: Variación de la intensidad de salida de uno de los alternadores.

Los sistemas que aseguran la protección del alternador deben de provocar su desconexión en caso de re arranque en 350 ms, puesto que, este valor, no permite asegurar el funcionamiento correcto de la instalación.

■ Comportamiento de un motor representativo (figura 20).

En los dos supuestos de cálculo (activación de las protecciones en 300 ms o en 350 ms), el comportamiento de los motores confirma también que se presentará la misma inestabilidad que en el resto de la instalación, si el tiempo de desconexión es demasiado largo (350 ms).

Cuando el tiempo de actuación es de 350 ms, la velocidad del motor estudiado continúa disminuyendo aunque se haya eliminado el defecto (figura 20b) y la corriente absorbida se

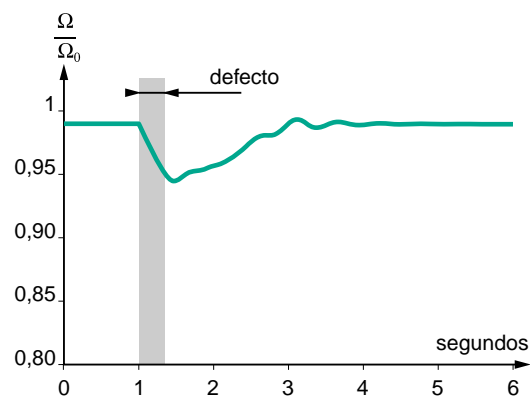
queda con un valor medio sensiblemente parecido a $2 I_n$ del motor (figura 21b). Esta situación de funcionamiento es crítica para el motor (calentamiento de los bobinados) y puede ser peligrosa para la máquina. Es absolutamente necesario que las protecciones aseguren el paro del motor.

Conclusiones del estudio

El estudio del impacto de un cortocircuito en el secundario de un transformador EDF de la red muestra que:

- el tiempo de inicio de 350 ms para dejar fuera de servicio el transformador es inaceptable,
- 300 ms es el límite máximo,
- 250 ms da un margen de seguridad adecuado.

a - actuación de las protecciones en 300 ms



b - actuación de las protecciones en 350 ms

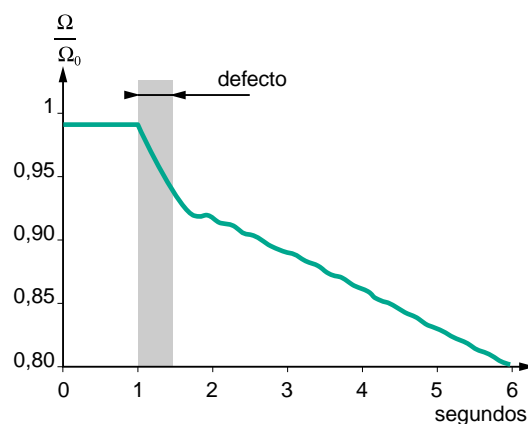
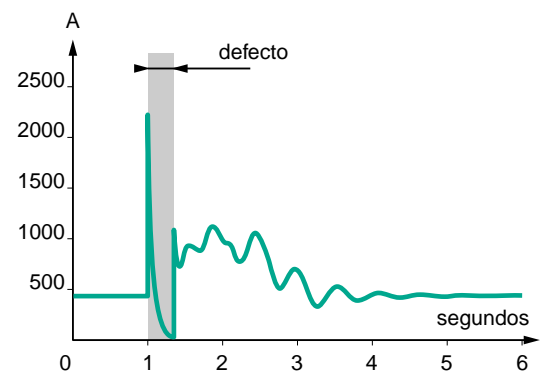


Fig. 20: Variación de la velocidad del motor de arrastre.

a - actuación de las protecciones en 300 ms



b - actuación de las protecciones en 350 ms

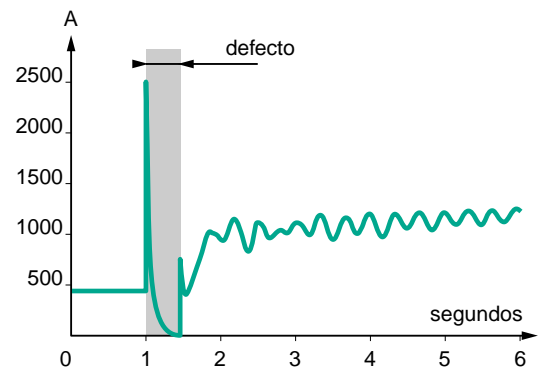


Fig. 21: Variación de la intensidad absorbida por uno de los motores.

4 Conclusiones

Una red es un conjunto de productores y consumidores de energía eléctrica unidos entre sí.

El estado eléctrico de la red es el resultado de todas las interacciones de sus diferentes componentes. Las modificaciones de este estado, inherentes a la propia existencia de la red (explotación del proceso, incidentes eléctricos) implican una evolución natural del comportamiento hacia un nuevo estado, estable o no.

En este último caso (inestabilidad en régimen transitorio), la red (la energía) no es utilizable, al menos en parte y, a veces, totalmente (caída de la red). Esto le puede representar al industrial pérdidas muy costosas de producción, destrucción de bienes y equipos tanto eléctricos como de producción, así como riesgos para las personas.

Este Cuaderno Técnico ha demostrado la importancia de los estudios de estabilidad dinámica cuyo objetivo es predecir el comportamiento de las redes eléctricas, lo que permite adelantar soluciones que eviten los estados de inestabilidad, asegurando así una disponibilidad máxima de la energía eléctrica.

Estos estudios son útiles tanto para el diseño de nuevas redes como para las modificaciones de las ya existentes. Además, son necesarios en muchos casos para establecer un plan de protección y guardan estrecha relación con la instalación de sistemas modernos de control y mando de las redes.

Hoy en día los estudios de estabilidad dinámica se hacen casi siempre con potentes ordenadores y con la ayuda de programas especializados, algunos de los cuales se comercializan. Su aplicación, para que sea eficaz, es tarea de especialistas con experiencia.

Para redes complejas y largos tendidos, en los que los que hay examinar muchos casos-tipo, estos estudios son voluminosos. Pero estos estudios se aplican también con gran interés a casos concretos y a instalaciones sencillas.

Con el desarrollo de los nuevos contratos propuestos por los distribuidores y la cogeneración (producción privada), se tendrán que estudiar muchas redes.

Anexo 1: Arranque de motores asíncronos de jaula

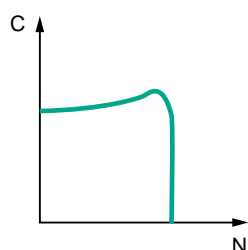
El par motor se debe adaptar al par resistente de la carga, desde el arranque (parado) hasta la velocidad nominal.

Por ejemplo, la utilización conjunta de un motor de curva 2 y de una carga de curva B, es correcta.

Hay que evitar ciertas configuraciones. La asociación 2-A ó 2-D exige un gran sobredimensionamiento del motor; es preferible una asociación 1-A ó 1-D.

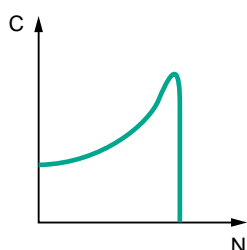
Formas de par motor

Tipo 1



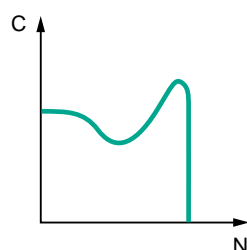
Curva casi plana entre C_{arranque} y $C_{\text{máximo}}$

Tipo 2



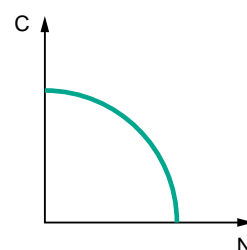
Curva creciente entre C_{arranque} y $C_{\text{máximo}}$

Tipo 3



Curva con una caída de par entre C_{arranque} y $C_{\text{máximo}}$

Tipo 4



Curva decreciente $C_{\text{arranque}} = C_{\text{máximo}}$

Tipo de rotores:

caja simple, con hendiduras profundas y barras delgadas
caja simple con hendiduras trapezoidales o en L o en T

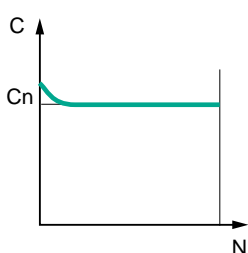
caja simple

caja simple, con hendiduras trapezoidales o en L o en T
caja doble

rotor con gran deslizamiento

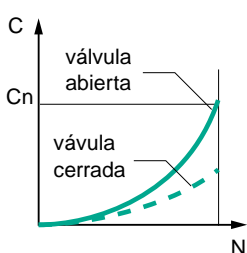
Formas de par resistente

Tipo A constante



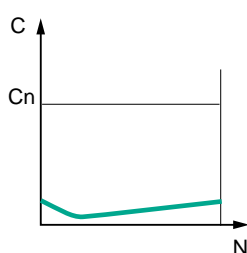
compresores de pistón, máquinas elevadoras, y de mantenimiento, bandas transportadoras, trituradoras

Tipo B parabólico



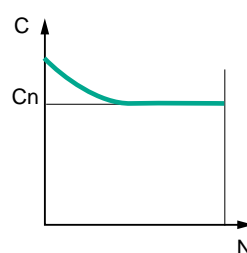
compresores centrífugos, bombas centrífugas, bombas de hélice, ventiladores, turbinas

Tipo C despreciable



máquinas generadoras de grupos convertidores

Tipo D par inicial importante



molino o trituradoras, machacadoras (después de una parada brusca)

Bibliografía

Normas

- CENELEC EN 50160: Características de la tensión de las redes públicas de distribución.

Cuadernos Técnicos

- Análisis de redes trifásicas en régimen perturbado, con la ayuda de las componentes simétricas. Cuaderno Técnico n° 18. Diciembre 1990. B. DE METZ NOBLAT.
- Las redes MT públicas en el mundo. Cuaderno Técnico n° 155. Septiembre 1991. CH. PURET.
- Control, mando y protección de motores AT. Cuaderno Técnico n° 165. Diciembre 1992. JY. BLANC.
- Conmutación automática de alimentaciones en las redes AT y BT. Cuaderno Técnico n° 161. Junio 1992. G. THOMASSET.
- El diseño de redes industriales en AT. Cuaderno Técnico n° 169. Octubre 1994. G. THOMASSET.
- Protección de redes AT-A industriales y terciarias. Cuaderno Técnico n° 174. Diciembre 1994. A. SASTRÉ.

Obras diversas

- Guide de l'ingénierie électrique des réseaux d'usines. G. SOLIGNAC. Electra, Lavoisier Tec et Doc.
- Electrotechnique Industrielle. G. SEGUIER y F. NOTELET. Technique et documentation.