

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“ Sistemas y Dispositivos Utilizados en el Análisis
de Perturbaciones en Sistemas
Eléctricos y su Aplicación en Electrolima, S. A. ”**

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

FERNANDO F. FERNANDEZ VALERIANO

PROMOCION: 1979 - 2

LIMA • PERU • 1986

TABLA DE CONTENIDOS

	Págo.
PROLOGO	1
CAPITULO 1 : INTRODUCCION	
CAPITULO 2 : ESTADOS DE GENERACION Y TRANSMISION DE UN SISTEMA DE POTENCIA ELECTRI CC	5
1. Sucesos durante una perturbación típica	8
2. Investigación y Análisis de las Perturbaciones	12
CAPITULO : SISTEMAS REGISTRADORES DE EVENTOS Y MEDIOS DE MEDICION UTILIZADOS PARA EL REGISTRO DE PERTURBACIONES	21
1. Sistemas Registradores de Eventos	21
1.1. Sistemas Registradores de Eventos de Registro - Continuo	22
1.2. Sistemas Registradores de Eventos de Registro Intermitente	22
1.3. Sistema Registrador de Eventos Secuenciales (SERS)	23
2. Medios de Medición utilizados en el Registro de Perturbaciones	25
2.1. Conceptos Básicos	25
2.2. Principios de Funcionamiento de los Registrado- res de Perturbaciones Momentáneas	27
CAPITULO 4 : SISTEMAS REGISTRADORES DE EVENTOS Y MEDIOS DE MEDICION PARA EL REGISTRO DE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA DE ELECTROLIMA	47
1. Definición del Número y Lugar de Instalación	47
2. Características Técnicas de los Sistemas Recis- tradores de Eventos y de los Medics de Medición para el Registro de Perturbaciones	65

	Péq.
2.1. Características Técnicas de los Sistemas Registradores de Eventos	65
2.2. Características Técnicas de los Medics de Medición para el Registro de Perturbaciones	94
CAPITULO 5 : ANALISIS ECONOMICO	110
1. Costo de Instalación de los Sistemas Registradores de Eventos y de los Medics de Medición utilizados para el Registro de Perturbaciones	110
2. Ahorro que representaría el empleo de los Sistemas Registradores de Eventos y Oscilógrafos	111
2.1. Ahorro a nivel de ELECTROLIMA	113
2.2. Ahorro a nivel <u>usuario</u>	116
Evaluación Económica	118
3.1. Evaluación Económica a nivel ELECTROLIMA	118
3.2. Evaluación Económica desde el punto de vista del usuario	121
3.3. Consideraciones Adicionales	122
CONCLUSIONES	125
APENDICE A : DATOS ESTADISTICOS DE LAS PERTURBACIONES EN LOS NIVELES DE 60 KV. Y 220 KV.	127
APENDICE B : DISTRIBUCION DE LA ENERGIA POR ZONAS DE ELECTROLIMA Y POR SECTORES DE CONSUMO	146
BIBLIOGRAFIA	149,

P R O L O G O

Las compañías de electricidad de hoy más que las de cualquier otra época deben de esforzarse para mantener un alto grado de confiabilidad. Sucede que, aplicando normas de construcción mejoradas, instalando mejores equipos de protección, teniendo mejor coordinación entre sistemas, aún ocurren perturbaciones que deben de ser analizadas para determinar su causa ó causas de ocurrencia y proveer guías para disminuir su repetición.

En la presente tesis se examina el procedimiento y los medios existentes para analizar las perturbaciones en un sistema eléctrico utilizando técnicas de medidas eléctricas. En la introducción se presenta las funciones que debe de tener que cumplir una empresa de electricidad para suministrar energía en forma confiable. En el capítulo 2 se explica los estados de operación que se presentan en un sistema de potencia eléctrico así como los sucesos que ocurren en una perturbación típica y la forma en que se realiza la investigación y el análisis de las perturbaciones. El capítulo 3 trata del modo en que se registra las perturbaciones con los Registradores de Eventos y con los Registradores de Perturbaciones y además se describe la forma de funcionamiento de los principales tipos

existentes. En el capítulo 4 se estudia los criterios a tenerse en cuenta para definir el lugar en donde instalar los Registradores de Eventos y los Registradores de Perturbaciones para luego aplicar estos criterios en el caso de ELECTROLIMA; posteriormente, se define y se determina las características técnicas principales compatibles con el sistema de ELECTROLIMA que deben de poseer tales equipos. En el capítulo 5 se realiza el análisis económico a fin de determinar la conveniencia o no de instalar estos equipos en la red eléctrica de ELECTROLIMA y finalmente se presenta las recomendaciones que resulten del desarrollo del presente tema de tesis.

El autor agradece al Ing. Miguel Combe por la supervisión en la ejecución de la tesis y así mismo a todas aquellas personas que ayudaron en la realización del presente trabajo especialmente al personal de ELECTROLIMA por su invaluable cooperación.

INTRODUCCION

En el sistema de ELECTROLIMA S.A. con el crecimiento que viene afrontando, existen cada día mayores exigencias en el manejo y control de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Podemos citar como funciones más exigentes en el sistema, las de seguridad en el suministro, optimización de la explotación, calidad y cantidad del personal de operación y mantenimiento entre otras .

Para cumplir a la perfección con las funciones anteriormente citadas es importante ser capaz de llevar a cabo lo siguiente :

A.- Analizar el comportamiento de la protección en lo que concierne a tiempos de actuación y funcionamiento correcto ó incorrecto de los relés. La mala actuación de un relé para accionar después de un tiempo bastante alongado que una perturbación en la línea ocurrió, puede dañar generadores, transformadores y otros equipos. El costo de reparación es alto, pero la pérdida de energía entregada por el sistema durante el período de parada puede ser mucho mayor. En caso contrario, si el relé de protección acciona muy rápidamente origina muchas innecesarias salidas de la línea; como por ejemplo en los casos debidos a descargas atmosféricas, vientos, aves, etc., ocurrirá una movilización del equipo de mantenimiento y ello puede representar costos sustanciales de operación innecesarios y a la vez que puede ocasionar pérdidas de energía.

- B.- Analizar la naturaleza, severidad, duración, localización de las perturbaciones así como también conocer la causa que la originó y su efecto en el resto del sistema, después que el sistema de relés de protección responde a una perturbación.
- C.- " Conocer " la secuencia de operaciones de los elementos del sistema durante la salida de operación del mismo y lograr determinar si el equipo abrió en el tiempo y secuencia adecuado. Pudiéndose luego detectar los equipos con mal funcionamiento .
- D.- Llevar una estadística de la frecuencia y cantidad total de operaciones de un equipo para los reportes de utilización y la programación de su mantenimiento respectivo.
- E.- Verificar estudios y resultados computacionales en lo concerniente a valores de falla y condiciones de funcionamiento, pudiendo de esta manera perfeccionar los programas que se tiene con el fin de tener un conocimiento más real del comportamiento del sistema.

Para llevar a cabo los puntos anteriormente descritos es imprescindible tener informaciones cuantitativas de las magnitudes medibles y cualitativas de la secuencia de operaciones de los equipos del sistema, así como sus variaciones con el tiempo en condiciones de falla y de operaciones de maniobra en funcionamiento normal; para lo cual será necesario contar con medios de medición adecuados cuyas características sean compatibles con las que tiene el sistema eléctrico de ELECTROLIMA S.A.

ESTADOS DE OPERACION DE LA GENERACION Y TRANSMISION DE UN SISTEMA
DE POTENCIA ELECTRICO

Considerando la importancia de las condiciones dinámicas de operación de los sistemas de potencia eléctricos en la seguridad total del mismo, es útil visualizar la parte de generación y transmisión como perteneciente a uno de los cuatro (4) estados de operación que se muestran en la figura 2.1: normal, alerta, emergencia y restaurativo. (Ver resumen de sus significados en cuadro Nº 2.1)

En el estado normal, todas las cargas están siendo alimentadas en tensión y frecuencia normales, los equipos y líneas no están sobrecargados y no existen emergencias inminentes que son evidentes para los operadores del sistema.

El estado de alerta, es similar al estado normal en que todas las cargas están siendo alimentadas y no existen sobrecargas, pero una emergencia potencial ha sido detectado. Por ejemplo, se puede entrar a este estado luego de que una simple contingencia en el sistema para el que la protección de relés normal ha funcionado.

El estado de emergencia es en el que pueden existir sobrecargas, las cargas han estado ó están en proceso de ser perdidas. Alternativamente tensión ó frecuencia del sistema pueden estar fuera de sus límites normales.

Al estado restaurativo se entra luego que la emergencia se ha estabilizado, durante el cual las cargas son realimentadas y el sistema es restablecido al estado normal.

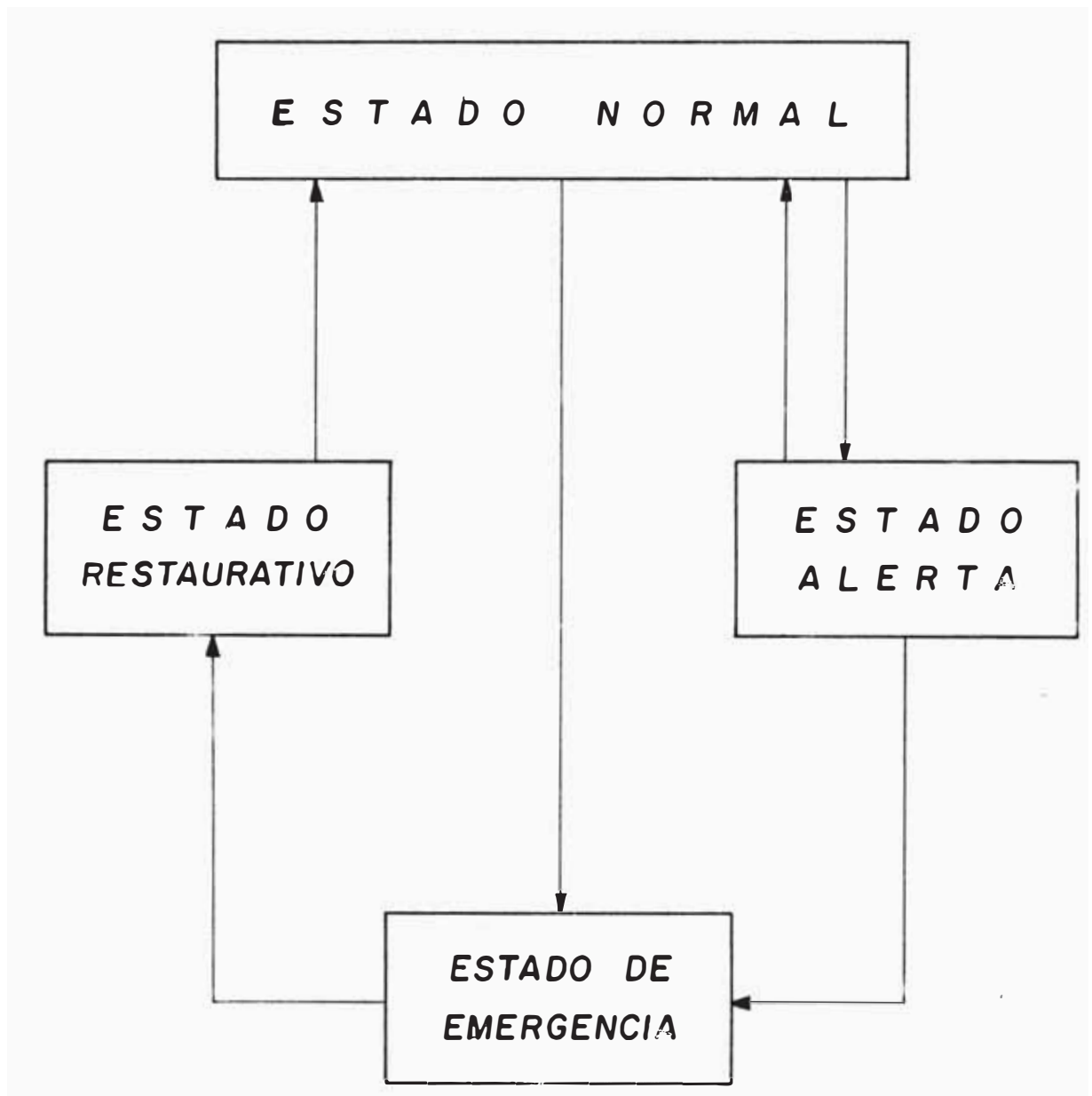


FIG. 2.1 : ESTADOS DE OPERACION DE UN SISTEMA DE POTENCIA ELECTRICO

ESTADO	TENSION	FRECUENCIA	EQUIPOS Y ALIMENTADORES	CARGA	EQUIPO DE PROTECCION
Normal	dentro de límites normales	dentro de límites normales	No están sobrecargados.	Alimentada normalmente	No actúa
Alerta	dentro de límites normales	dentro de límites normales	No están sobrecargados	Alimentada normalmente	Actuó
Emergencia	Puede estar fuera de límites normales.	Pueden estar fuera de límites normales	Pueden existir: - Pérdida de líneas. - Equipos o alimentadores sobrecargados. - Pérdida de unidades o plantas.	Han estado o están en proceso de ser perdidas.	Actuó
Restaurativo	Es restablecido a los límites normales.	Es restablecido a los límites normales.	Pueden existir sobrecargas.	Restauración de las cargas que se hubieran liberado.	Son vueltas al estado normal.

C U A D R O 2.1

1. Sucesos durante una perturbación típica

En una perturbación se sigue un modelo fundamental tan pronto como el sistema sale de los estados normal ó alerta y entra en el estado de emergencia, tal como es descrito dentro de la línea rayada en la figura 2.2; para por último entrar en el estado restaurativo.

Este modelo es repetido en un caso detrás de otro y una formal descripción de él puede ayudarnos en el análisis de las perturbaciones.

1.1 Suceso Inicial

El suceso inicial puede ser una circunstancia "natural " tal como una falla en la línea ocasionada por un rayo. Es tos sucesos ocurren muchas veces y los equipos de protección generalmente aislan los circuitos afectados en forma rápida y efectiva. Los planificadores de sistemas tienen en cuenta estos sucesos y como un resultado de ello, se han desarrollado criterios prácticos de planeamiento y diseños de protección que permiten operaciones seguras del sistema para estas contingencias simples . De otro lado, algunas veces el mal funcionamiento de un componente ó de un equipo de protección constituye el su ceso inicial (operación falsa). Frecuentemente éstos tie nen consecuencias mucho más serias que los sucesos "naturales" porque pueden causar simultáneamente la salida de servicio de varias líneas ó unidades. Un mal funcionamiento en el equipo de comunicación, por ejemplo puede causar la apertura de varios interruptores ó hasta originar una "isla" cuando en realidad no ha existido ninguna

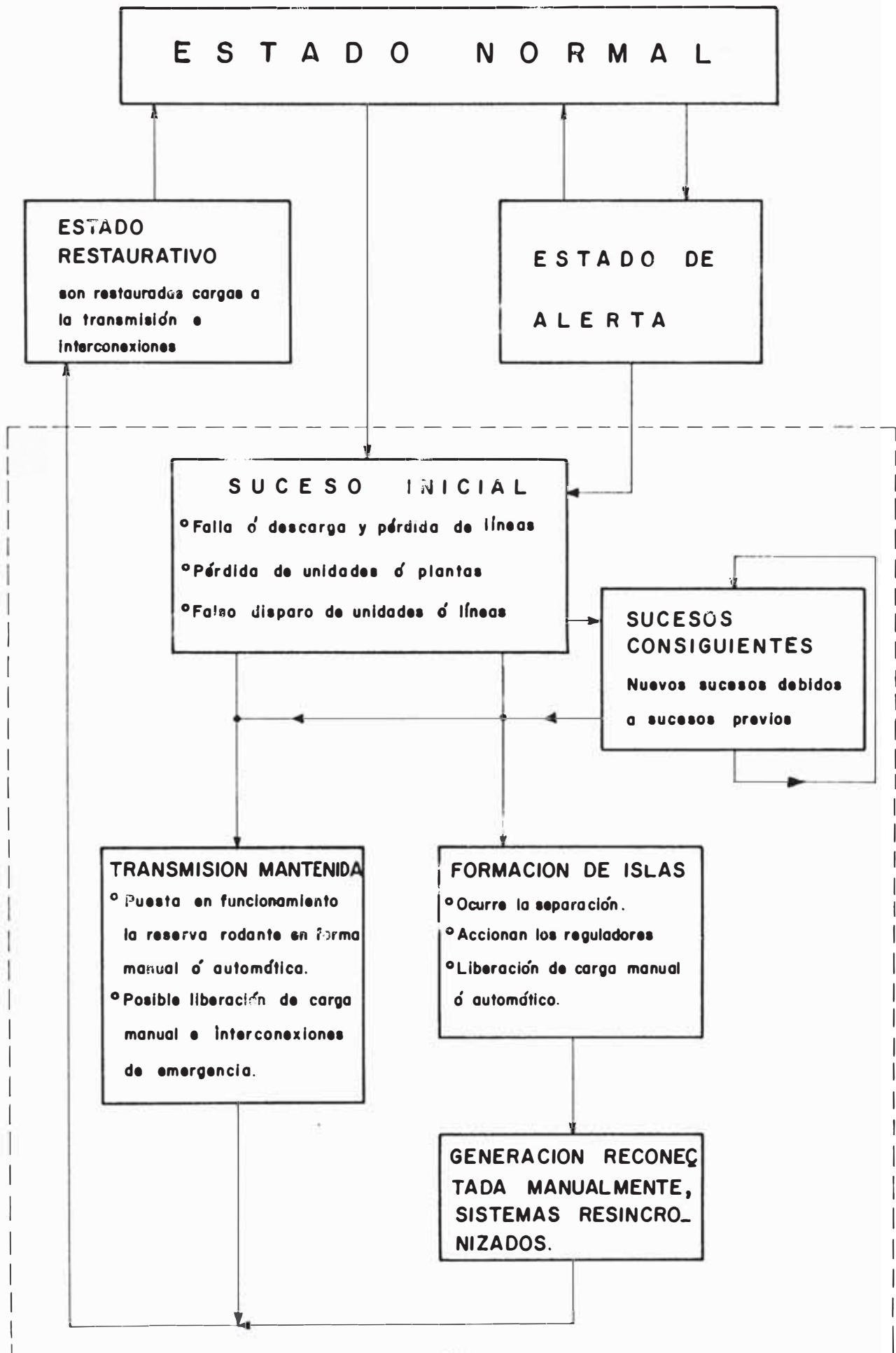


FIG. 2.2 : SUCEOS DURANTE UNA PERTURBACION TIPICA EN UN SISTEMA DE POTENCIA ELECTRICO

falla. Proteger contra operaciones erradas del sistema de protección mismo es muy difícil y este tipo de suceso inicial puede tener algunas veces el efecto de una contingencia múltiple simultánea.

Factores humanos pueden también constituir el principio de un suceso inicial y al igual que el de mal funcionamiento de un equipo, puede resultar en la pérdida de transmisión ó generación en combinaciones inesperadas.

Inmediatamente después del suceso inicial y de las reacciones de protección asociadas, una de las siguientes posibilidades puede ocurrir: el sistema puede mantener la transmisión, el sistema no puede mantener la transmisión con lo que generalmente se forman "islas" o sino ocurren otros sucesos consiguientes.

1.2 Sucesos Consiguientes

En la mayoría de casos, los sistemas de potencia eléctricos se liberan por completo de algunas contingencias simples y de muchas múltiples con sistemas de protección y control que actúan con el fin de prevenir la ramificación a otras partes de la red. Ocasionalmente sin embargo ocurren una secuencia de sucesos que llevan a formar "islas" y a pérdida de carga. Los sucesos que ocurren a continuación del inicial son generalmente relacionados de alguna manera a las consecuencias inmediatas de este último, pero de ninguna manera se puede predecir la secuencia exacta de ocurrencia.

Como se puede observar en la figura 2.2, los sucesos consecutivos mismos pueden a menudo ocasionar otros sucesos adicio-

nales que luego colocan más cargas sobre un sistema de transmisión ya en problemas.

1.3 Transmisión Mantenido

Si se mantiene el sistema de transmisión, la manera usual es que las reservas de generación son puestas en servicio manualmente ó bajo el control de generación automático y el sistema entra al estado de restauración.

1.4 Formación de Islas

Después de la formación de una "isla" la frecuencia en ella puede subir ó bajar dependiendo del desbalance entre la generación y la carga.

Si la carga excede a la generación, la frecuencia disminuye hasta que el balance es restaurado, ya sea por la acción del regulador, liberación de carga ó un colapso total. El funcionamiento de las unidades de generación y de las cargas bajo condiciones de tensión y frecuencia no normales es de importancia crítica para la duración y extensión de la declinación de la frecuencia. En cualquier suceso, alguna reserva rodante puede ser inmediatamente puesta en funcionamiento bajo la acción del regulador.

Si la generación excede la carga, la frecuencia aumentará y la acción del regulador sacará a unidades fuera de servicio. Un peligro aquí es que un desbalance suficientemente grande ocasionará que salgan de servicio unidades de generación tan lejanas ó tan rápidas, antes que otras pueden ser puestos en funcionamiento. En ese caso el desbalance entre generación

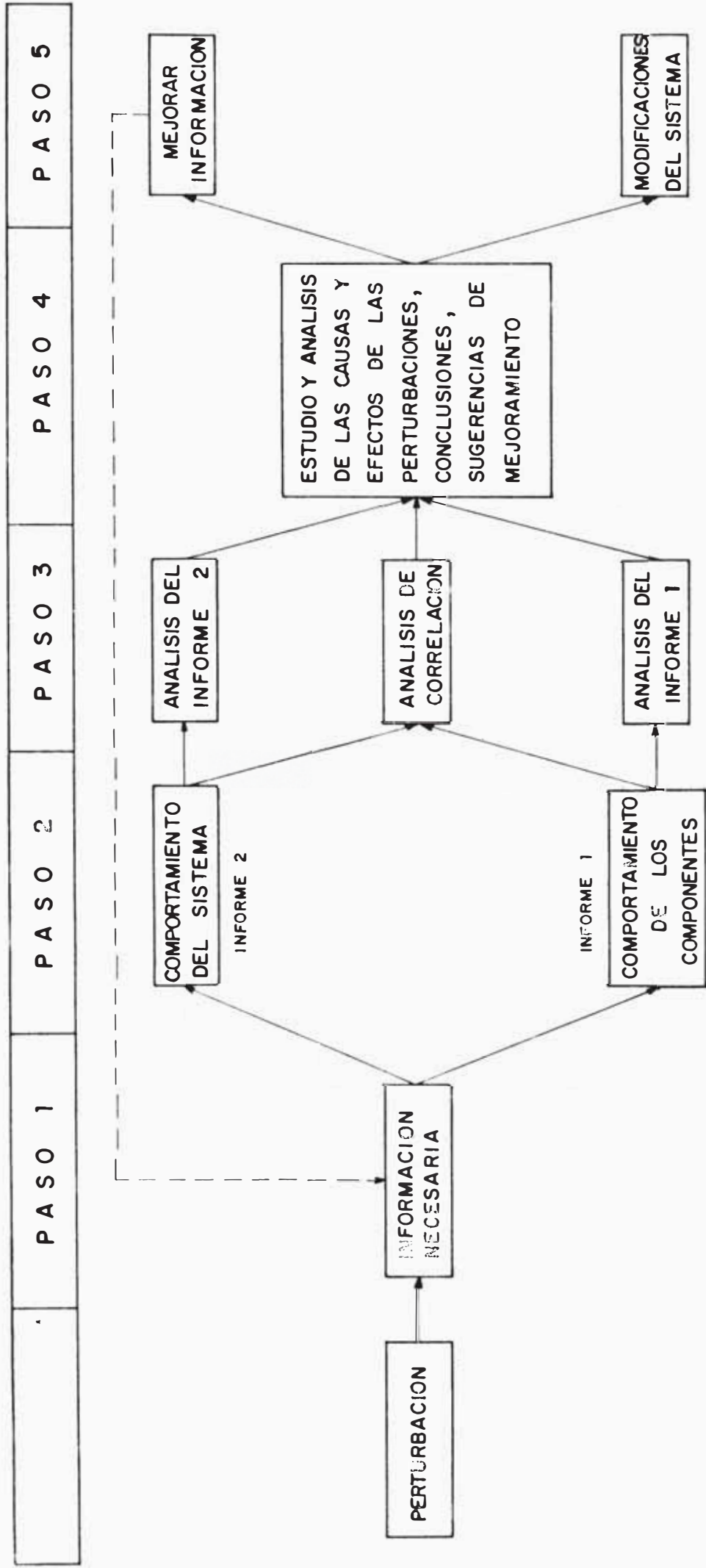
y carga puede súbitamente ser cambiado al descrito cuando la carga excede a la generación.

1.5 Restauración

Una vez que la situación se ha estabilizado, que es cuando la frecuencia se ha establecido a un valor estable razonable y todas las sobrecargas están bajo control, comienza el proceso de restauración. Normalmente ésto implica el ajuste de la generación a la carga, resincronización de las islas que se han formado, restauración de las cargas que se hubieran liberado, conexión de unidades ó plantas de generación a la línea, restablecimiento de interconexiones normales y luego inventariar la reparación de todos los componentes del sistema que fueron dañados.

2. Investigación y Análisis de las Perturbaciones

Cuando ocurre una perturbación en un sistema eléctrico es importante que se realice primeramente un reporte y un análisis del mismo a fin de investigar y conocer las causas que lo originaron. El estudio y análisis del comportamiento transitorio y dinámico de un sistema eléctrico se fundamenta en la concepción de lo que es una perturbación. Se designa por perturbación a toda ocurrencia caracterizada por la modificación no programada de las condiciones pre-establecidas de operación de un sistema, muchas veces acompañada de desconexiones de uno ó más de sus componentes. Para una mejor visualización de la forma como se realiza los análisis de perturbaciones; se presenta el cuadro 2.2, lo que se



CUADRO 3.2 : DIAGRAMA DE FLUJO DE LA INVESTIGACION Y ANALISIS DE LAS PERTURBACIONES

denomina Diagrama de Flujo de la Investigación y Análisis de Perturbaciones, cuyos pasos se describen a continuación:

2.1 Paso 1 - Reporte de la Perturbación

Producida una perturbación se debe recabar toda la información referente a ella, lo cual es concebido como un "flash" que nos presenta la información ordenadamente para facilitar su análisis.

Es importante mencionar que al captar los datos, se realice desde el punto de vista de ser estadísticamente manejables a fin de que puedan ser utilizados en evaluaciones posteriores y que no al contrario sirva solamente como una colección de los mismos.

Los datos que se deben tomar son por ejemplo :

- Hora de ocurrencia de la perturbación.
- Ubicación geográfica.
- Condiciones climáticas.
- Valores de las diferentes corrientes y tensiones antes, durante y después de ocurrida la perturbación.
- Componentes afectados.
- Duración de la interrupción (si lo hubiera).
- Equipos de protección operados.
- Parte del sistema afectado.
- Componentes que operaron al inicio y término de la perturbación.
- Frecuencia de la red antes, durante y después de ocurrida la perturbación.

2.2 Paso 2

Con toda la información que se tenga, debe ser posible "reconstruir" todo el proceso de la perturbación tanto en lo concerniente al comportamiento de los componentes como al comportamiento del sistema.

- 2.2.1 Comportamiento de los Componentes (Informe 1)

Se "reconstruirá" como fué el comportamiento de los diferentes componentes, como por ejemplo :

- Funcionamiento en secuencia y tiempo de los aparatos de maniobra; es decir, en que momento abrió ó cerró determinado interruptor.
- Tiempos de apertura ó de cierre de los aparatos de maniobra.
- Funcionamiento en secuencia y tiempo de los equipos de protección.
- Estado de los componentes después de ocurrida la perturbación, en el caso de estar malogrado solo se indicará más no se especificará la causa que lo originó.
- Indicación de las alarmas operadas.

2.2.2 Comportamiento del Sistema (Informe 2)

Las condiciones anormales imponen exigencias al sistema y a sus componentes lo que puede resultar en una "cascada" tal como se indicó cuando se describió los sucesos consiguientes en el punto 1.2. "Cascada" es un proceso de sucesivas perturbaciones ó fallas

de elementos mayores del sistema, que en los peores casos, lleva a la separación de las interconexiones grandes en dos ó más áreas y la pérdida de carga de clientes. El proceso es comenzado por algún suceso inicial y es seguido por una secuencia de sucesos consiguientes relacionados directa ó indirectamente que generalmente ocurren distantes del punto de inicio.

En esta parte del análisis de la perturbación, se "reconstruirá" el comportamiento del sistema, como por ejemplo:

- Partes del sistema que han sido afectados por la perturbación.
- Secuencia cronológica en que las partes del sistema han sido afectadas.
- Comportamiento del sistema en cuanto a la estabilidad.

2.3 Paso 3

2.3.1 Análisis del Informe 1

Se efectuará un análisis independiente del informe 1 para indicar por ejemplo :

- Si los aparatos de maniobra y de protección actuaron en el tiempo y secuencia esperados.
- Si los tiempos de apertura ó cierre de los aparatos de maniobra corresponden a sus características de funcionamiento.
- Si actuaron las alarmas adecuadas.

2.3.2 Análisis del Informe 2

Se realizará al igual que en el análisis anterior ;
indicando por ejemplo :

- El motivo por el que las diferentes partes del sistema han sido afectados en la secuencia cronológica que se indica.
- La razón por el que el sistema pierde estabilidad; si es que sucede el caso.

2.3.3 Análisis del Correlación

A continuación se hará la correlación del informe 1 con el informe 2, para señalar por ejemplo :

- La causa por el que un componente alejado del lugar de ocurrida la perturbación fue afectado.
- El motivo por el que otras partes del sistema diferentes de donde ocurrió la perturbación inicial se vieron afectadas.

2.4 Paso 4 - Estudio y Análisis de las Causas y Efectos de las Perturbaciones, Sugerencias de Mejoramiento

En esta parte se estará en condiciones de determinar con una buena precisión las causas y efectos de las perturbaciones así como las conclusiones y sugerencias de mejoramiento que de ella derivan.

Es importante que de acuerdo al origen de la perturbación, se lleve una estadística de la misma para lo cual debe haber una clasificación que tenga en consideración las perturbaciones de acuerdo al origen.

Asimismo, las perturbaciones pueden ser clasificadas de acuerdo al período de su duración, en el que se toma en cuenta la diversidad de variables y factores que influyen e interactúan durante la perturbación en el sistema. Esta clasificación es la siguiente :

2.4.1 Perturbaciones Instantáneas

Son aquellas perturbaciones cuya duración está comprendida entre decenas y centenas de microsegundos⁽¹⁾, como por ejemplo :

Sobretensiones de origen atmosférico.

- Sobretensiones debido a maniobras.

Reignición de arcos en las cámaras de extinción de los interruptores.

2.4.2 Perturbaciones Momentáneas

Son aquellas perturbaciones cuya duración está comprendida entre pocos milisegundos y algunos segundos, como por ejemplo:

- Cortocircuito en una línea de transmisión ó en un equipo.

Desconexión de circuitos.

Pérdida ó reinyección de carga.

- Desconexión de la generación.

- Pérdida de gran parte de un sistema por desconexiones coincidentes ó no de varios de sus componentes.

- Funcionamiento de los equipos de protección, teleprotección, sistema de excitación y reguladores de

velocidad de generadores, etc.

- Inestabilidad de sistemas, principalmente después de ocurrida una falla.

2.4.3 Perturbaciones Sostenidas

Son aquellas perturbaciones que tienen una duración de algunos segundos; pudiendo durar varios minutos; dentro de los cuales podemos mencionar como ilustración:

- Oscilación de potencia entre dos sistemas eléctricos.
- Respuesta de los generadores.
Pérdida de sincronismo.
- Modificaciones bruscas ó evolutivas en las condiciones de carga por la variación de la frecuencia y tensión.
- Pérdida de generación y de carga.
- Desconexión de líneas de transmisión que transportan grandes cantidades de energía.

2.5 Paso 5

Con las sugerencias planteadas en el paso anterior, se deben tomar acciones mediatas ó inmediatas dependiendo de la importancia del caso, pudiendo resultar así :

2.5.1 Modificaciones del Sistema

Puede abarcar tanto a las instalaciones mismas como al personal que está a cargo de ellas, es decir por

ejemplo: mejoramiento del mantenimiento, capacitación del personal, modificaciones en la operación, modificación de criterios de diseño de las instalaciones, etc.

2.5.2 Mejorar la Información

Surgirá, si luego de haber analizado una perturbación, se llega a la conclusión que la información recabada es insuficiente para determinar la causa inicial que la originó. Entonces se debe de mejorar la captación de datos, ya sea, utilizando mejores métodos de medición, efectuando una modernización de los medios de medición empleados, modificando la forma de captar la información, etc.

- (1) Fijar los límites de tiempo son partes necesarias de cualquier definición a fin de diferenciar los niveles de duración de las diversas perturbaciones, sin embargo, existen muchas variaciones en filosofía para fijar estos límites y los que generalmente no son válidas para cualquier sistema. Por ejemplo René Rudolph en "Contemporary Problems of Energy Technology" que fue un tema presentado en el Swiss Federal Institute for Technology en Zurich el 21.02.84 y publicado por BBC en su publicación Nº CH-A143540E, la duración de las perturbaciones instantáneas sería entre pocos microsegundos y 100 ms y la duración de las perturbaciones momentáneas sería entre 100 ms y varias centenas de segundos.

SISTEMAS REGISTRADORES DE EVENTOS Y MEDIOS DE MEDICION UTILIZADOS PARA EL REGISTRO DE PERTURBACIONES

El paso fundamental en el diagrama de flujo de la investigación y análisis de perturbaciones presentado en el capítulo 2 es la información necesaria, de aquí que es importante que las informaciones recabadas en el paso anteriormente mencionado deben de ser lo más verídicas y precisas posibles debido a que de lo contrario nos llevarían a conclusiones falsas en razón a que las premisas con la que se inició todo el análisis serían también falsas.

En un sistema en el que no se tienen equipos especiales, no podrán registrarse todos los datos de la perturbación; si es que es realizado por un personal que se acerca al lugar de ocurrencia, pues generalmente lo hacen después que la perturbación ha terminado y solo toman notas generales. Todo el proceso de la perturbación para su mejor análisis debe de ser "observada" paralelamente a la ocurrencia de ella; lo cual como es natural es imposible para cualquier ser humano aún si éste hubiese estado presente al momento de ocurrencia.

1. Sistemas Registradores de Eventos

Los sistemas registradores de eventos constituyen equipos especiales, generalmente capaces de detectar una gran cantidad de cambios de estados ⁽¹⁾ que se verifican en una perturbación. Estos equipos pueden proporcionar informaciones sobre los estados de los diversos puntos supervisados de las instalaciones ya sea por un requerimiento de operación, por una programación ó

por ambos.

Los sistemas registradores de eventos de uso más frecuente en las empresas de energía según el proceso de registro, pueden ser agrupados de la siguiente manera :

1.1 Sistemas Registradores de Eventos de Registro Continuo

Los que durante las condiciones operativas normales, registran continuamente teniendo la velocidad del papel un valor constante. Una vez detectada una perturbación por medio de su sensor de arranque, aumenta la velocidad del papel mientras persiste el suceso, reduciéndola al ser eliminada la perturbación. Utiliza un pincel que registra una recta en condiciones normales, cuando ocurre una perturbación, el pincel se separa unos milímetros, formando un escalón y simultáneamente el papel aumenta de velocidad.

Existen sistemas registradores de eventos que utilizan pincel del tipo capilar, usando tintas especiales y el papel no es metalizado.

1.2 Sistemas Registradores de Eventos de Registro Intermitente

En los que el sistema de registro es accionado siempre que en el sistema de potencia hubiera cambio de estado de los eventos ó en caso de una perturbación, indicando el evento por una línea sobre el papel que se mueve a una velocidad constante durante un período de tiempo. Se deberá registrar una referencia de tiempo.

1.3 Sistema Registrador de Eventos Secuenciales (SERS)

Puede definirse como un sistema que controla operaciones de equipos y posición relativa de procesos bi-estables y registra cambios de estado en el orden en que el suceso es detectado.

El modo de funcionamiento de un tipo general de este sistema es el siguiente (fig. 3.1).

La detección de las señales de entrada queda bajo responsabilidad de los módulos de entrada equipados cada uno con una unidad condicionadora y un circuito controlador. Cuando cualquier señal de entrada cambia de estado, el módulo de entrada genera una señal de interrupción que va directamente a través del circuito controlador al elemento controlador de interrupción, iniciando de este modo una rutina de interrupción. Inmediatamente la Unidad Central de Tratamiento (CPU) empieza a ejecutar la secuencia requerida de instrucciones en concordancia con un programa que tiene almacenado (en una memoria no volátil).

El elemento denominado "Leyendas Auxiliares"; almacena el texto de descripción del sistema; es decir contiene la información adicional de cada señal de entrada en unas memorias de lecturas alterables eléctricamente (E_A ROM'S) que son controladas por el CPU. El elemento "Leyendas Auxiliares" puede ser operado en lectura, escritura ó borrado de palabras.

Las memorias RAM son usadas para un almacenamiento temporario ya sea de los datos de entrada, de los resulta-

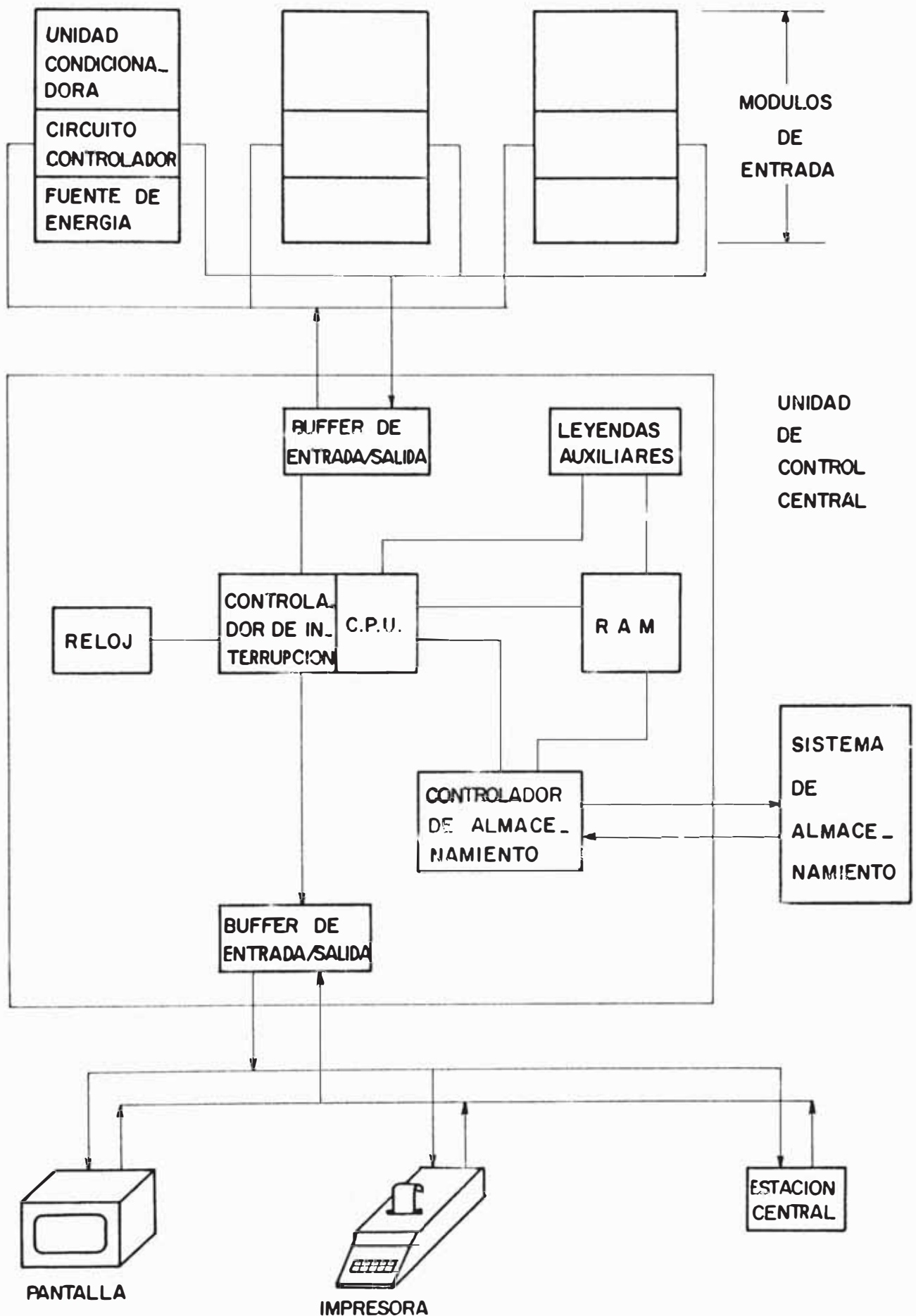


FIG. 3.1 : DIAGRAMA DE BLOQUE DE UN SISTEMA REGISTRADOR DE EVENTOS SECUENCIALES

dos de operaciones ejecutadas por el CPU, datos de salida y otras necesidades.

El "controlador de almacenamiento" es una interfase para guardar y recuperar los datos del sistema de almacenamiento.

La información completa acerca del evento ó eventos que tuvieron lugar puede ser observado a través de un listado de impresora, una pantalla ó ser enviada a una estación central de recopilación de datos.

El formato de salida de este equipo es similar al mostrado en la fig. 3.2.

2. Medios de Medición utilizados en el Registro de Perturbaciones

2.1 Conceptos Básicos

En el capítulo 2, se clasificó a las perturbaciones en relación al período de su duración en : perturbaciones instantáneas, perturbaciones momentáneas y perturbaciones sostenidas.

Para el registro de las magnitudes como tensión, corriente, frecuencia, etc. en función del tiempo durante una perturbación es necesario utilizar un medio de medición denominado "Aparato Medidor Registrador" ó "Registrador" al que según el tipo de perturbación que registra lo podemos dividir en :

- Registrador de Perturbaciones Instantáneas.
- Registrador de Perturbaciones Momentáneas.
- Registrador de Perturbaciones Sostenidas.

Hora de ocurrencia del evento (hr:mn:seg:mseg)	Número de entrada	Estado de la entrada
15:31:57.669	0034	ALARM L610 APER INTERRUPTOR
TIME 15:32:05	11/08/85	
15:50:04.012	0070	ALARM L2002 ARR-RELE-Z FASE R
15:50:04.052	0035	ALARM L2002 ORDEN APER-RELE-Z
15:50:04.112	0058	ALARM L2002 APER FASE R INTERRUP.
15:50:04.362	0038	ALARM L2002 RECIERRE FUNCIONO
15:50:04.402	0035	ALARM L2002 ORDEN APER-RELE-Z
15:50:04.462	0058	ALARM L2002 APER FASE R INTERRUP.
15:50:04.463	0059	ALARM L2002 APER FASE S INTERRUP.
15:50:04.465	0060	ALARM L2002 APER FASE T INTERRUP.
TIME 15:51:38	11/08/85	

Hora al que finaliza la secuencia completa de eventos (hr:mn:seg)
 Fecha (día/mes/año)
 Descripción de la Entrada

FIGURA No 3.2 FORMATO DE SALIDA DE UN SERS

En el mercado se encuentran registradores de un solo tipo como los mencionados anteriormente así como también múltiples, es decir, que pueden registrar dos ó tres clases de perturbaciones debido a que sus elementos sensores de registro poseen características compatibles a cada una de las aplicaciones respectivas.

Uno de los objetivos de la introducción de estos medios de medición en ELECTROLIMA es principalmente para el análisis y estudio de las perturbaciones momentáneas; por lo que se describirán con mayor detalle los registradores utilizados para el registro de estos fenómenos.

2.2 Principios de Funcionamiento de los Registradores de Perturbaciones Momentáneas

2.2.1 Consideraciones

Estos medios de medición han sido aplicados desde la década de los años 30 y con el avance de la tecnología en el campo de la electrónica se consiguió reducir su costo con un aumento y mejora progresiva de su capacidad y eficiencia de registro.

Actualmente los registradores de perturbaciones momentáneas de uso más frecuente en las empresas de energía eléctrica, pueden ser agrupados, según el dispositivo de registro que utilizan en :

- Oscilógrafos de registro por tinta.
- Oscilógrafos de rayo luminoso.
- Oscilógrafos de registro magnético.

Los oscilógrafos de perturbaciones momentáneas no continuo (es decir que registran solo cuando detectan una perturbación), pueden disponer de un sistema de retención de informaciones anteriores al inicio de la perturbación, ya sea por medio de tambor (magnético ó no de acuerdo al tipo) ó digital y que representa lo que se llama la memoria del registrador.

Adicionalmente estos oscilógrafos además de registrar magnitudes analógicas, registran eventos; pero para lo último son de poca capacidad.

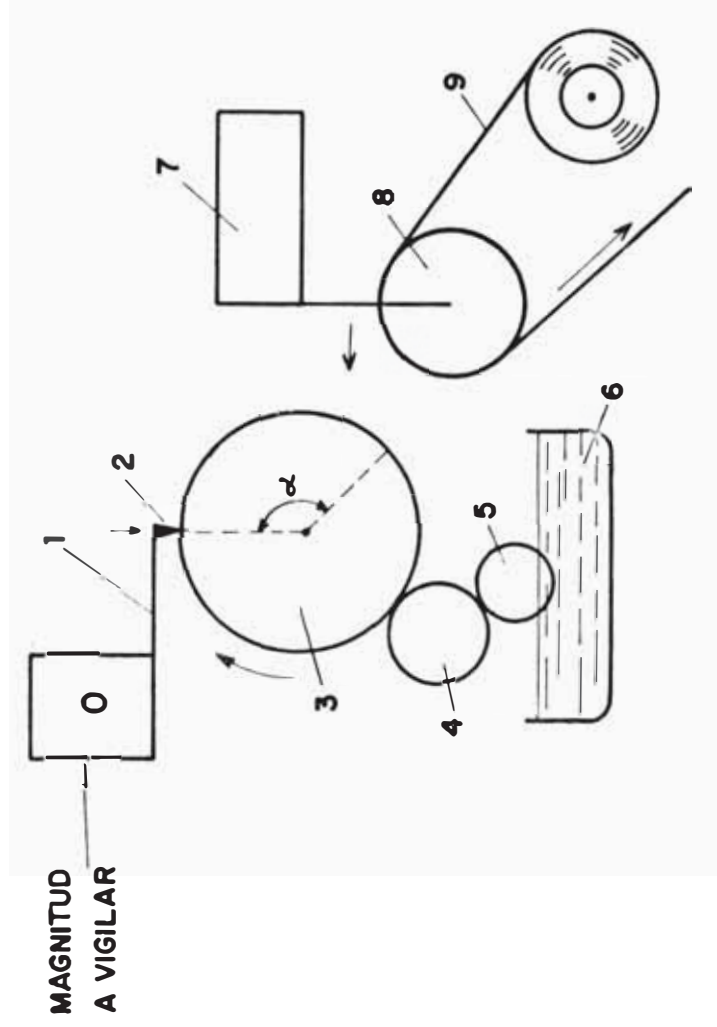
2.2.2 Oscilógrafo de Registro por Tinta

Este es un tipo de oscilógrafo, provisto de un sistema de registro electromecánico, que usa tinta en la reproducción (Figuras 3.3 y 3.4).

Para la recepción de los eventos y de las magnitudes análogas posee dos tipos de dispositivos.

El dispositivo oscilográfico, que se destina a la medición de las magnitudes analógicas, consiste de un brazo de inscripción y de un sistema magnético formado por bobinas y por un imán permanente que reciben las señales de entrada de las magnitudes supervisadas.

La magnitud de entrada hace oscilar el brazo de inscripción con la misma frecuencia de la señal que recibe. Dicho brazo tiene en su extremidad un estilete de safiro que inscribe la curva de la mag



- 1.- Brazo de inscripción.
- 2.- Estilete de zafiro.
- 3.- Cilindro de inscripción.
- 4.- Cilindro entintador.
- 5.- Cilindro que extrae la tinta del recipiente de reserva.
- 6.- Recipiente de reserva de tinta.
- 7.- Dispositivo sensor de arranque.
- 8.- Cilindro que contiene el papel de inscripción.
- 9.- Papel de inscripción.

3.3 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN OSCILOPERTURBOGRAFO

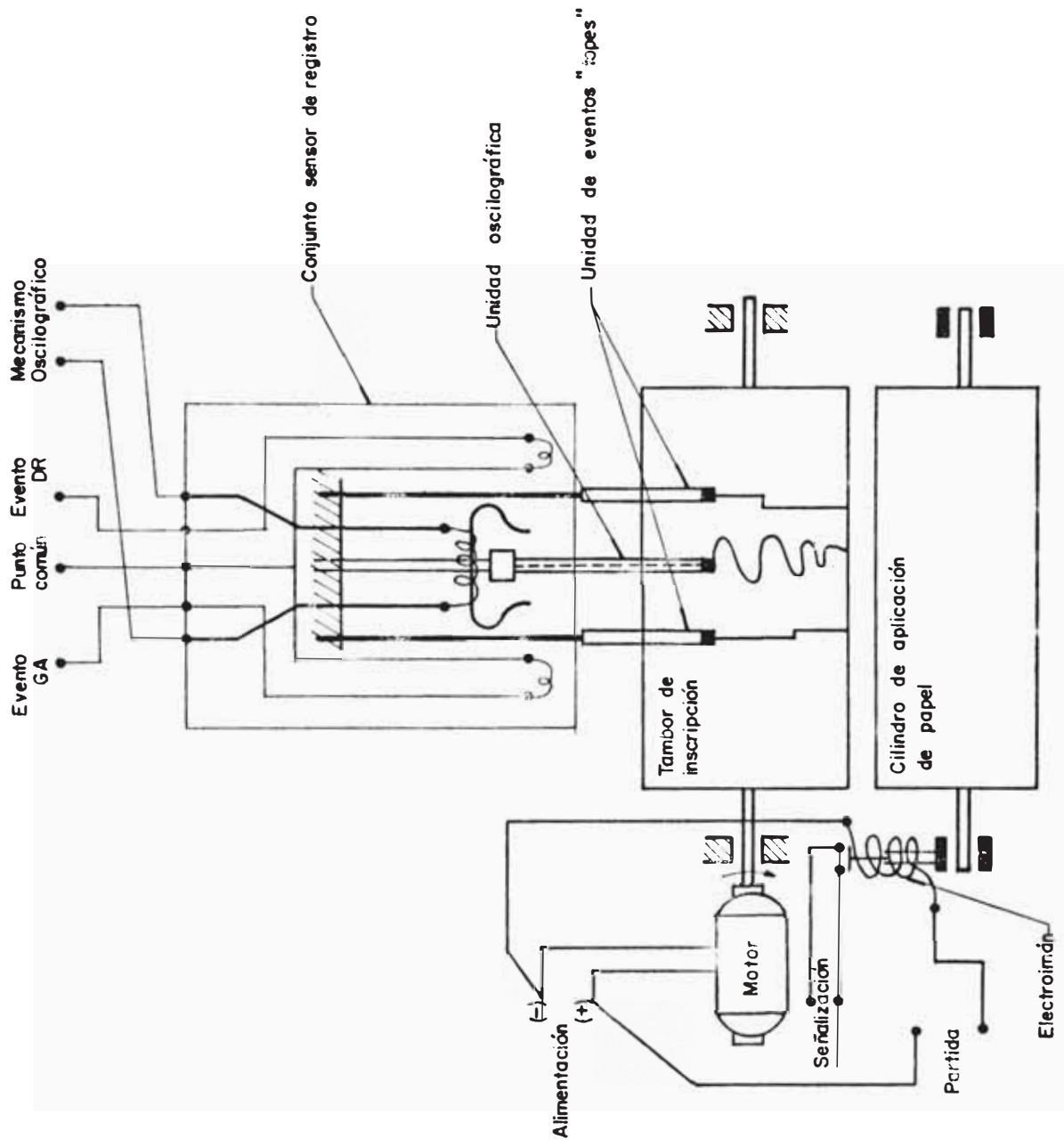


FIG. 3.4 : ESQUEMA DE REGISTRO

nitudo medida en función del tiempo sobre un cilindro de inscripción, al que se le aplica una película de tinta que es renovado a cada vuelta por medio de un segundo cilindro entintador que borra la inscripción así obtenida. En tanto, un tercer cilindro extrae la tinta de un recipiente de reserva. El cilindro ó tambor de inscripción gira con una velocidad constante. De esta forma el brazo de inscripción a través del estilete registra sobre el cilindro la curva de la magnitud medida en función del tiempo.

Cuando en el sistema ocurre una perturbación, los dispositivos sensores de arranque operan y energizan un circuito de registro el cual traslada un cilindro que contiene el papel de inscripción hasta ponerlo en contacto con el cilindro de inscripción durante un periodo de tiempo fijo ó ajustable; imprimiendo en él el oscilograma trazado en el tambor.

El dispositivo de eventos se destina a supervisar los cambios de estado. El principio de funcionamiento es idéntico al del brazo de inscripción oscilográfico. El brazo de inscripción de eventos en funcionamiento normal queda en equilibrio y el registro que la misma produce es una línea recta. Cuando ocurre el cambio de estado, el brazo de inscripción es atraído para la derecha ó hacia la izquierda haciendo un escalón en la línea trazada anteriormente a la ocurrencia del evento.

En este oscilógrafo, la memoria es obtenida usándose el artificio de aplicarse el papel desfasado un cierto ángulo α del punto en que se inscriben las señales supervisadas, lo que permite captar la situación del sistema en un pequeño intervalo anterior al inicio de la perturbación.

También dentro de este mismo tipo de oscilógrafos, se encuentran los llamados oscilógrafos disparadores, que son medios de medición que cuando el sistema está en condiciones normales registran continuamente las magnitudes analógicas y los eventos que se quieran supervisar a una velocidad reducida. En caso de una perturbación, un dispositivo sensor sensible a la misma magnitud registrada comanda un dispositivo que altera la velocidad del papel elevándola de inmediato. El método de registro de este medio de medición es similar al empleado en el oscilógrafo de registro por tinta, esto es, el brazo de inscripción es comandada por un circuito electromagnético por la magnitud que se está registrando. Cuando existe una variación de las señales supervisadas, habrá un movimiento del brazo de inscripción. En el caso de este medio de medición, la tinta es colocada en el propio brazo de inscripción quién la transfiera directamente al papel que no tiene ninguna característica especial.

2.2.3 Oscilógrafo de Rayo Luminoso

El funcionamiento de este medio de medición puede ser descrito a partir del diagrama de bloque de la figura 3.5.

Existen tres dispositivos de entrada que son: dispositivo condicionador de señales analógicas, dispositivo condicionador de eventos y dispositivo de sensores de arranque. Las señales analógicas corresponden a las magnitudes eléctricas, los eventos a los cambios de estado en el sistema (conexión y desconexión de los contactos de los relés de protección, de los interruptores de potencia, etc.) y los sensores son los dispositivos que accionan el dispositivo de registro cuando sucede una perturbación.

El dispositivo condicionador de señales analógicas; adapta las condiciones de entrada de las magnitudes supervisadas a las de la unidad básica para que puedan ser procesadas por el medio de medición.

En función del tipo de oscilógrafo esas señales pueden ser enviadas a un dispositivo de retención ó retardo (memoria del registrador) ó llevados directamente a los circuitos de salida si no se posee tal dispositivo.

En el diagrama de bloque, el dispositivo de memoria está dibujado en líneas discontinuas, para indicar que un registrador puede o no poseer ese dispositivo. La necesidad de su inclusión depende de la im-

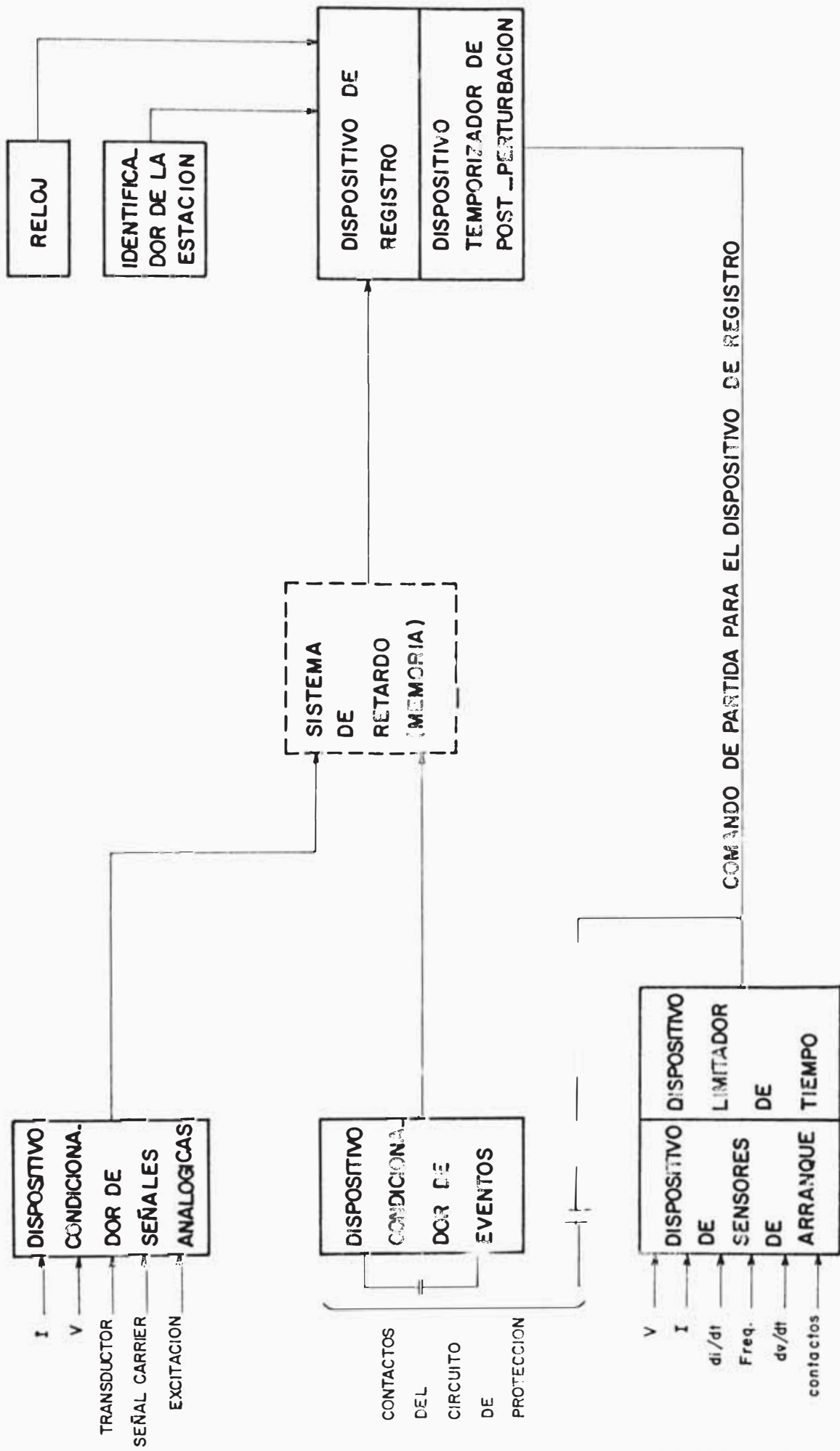


FIG. 3.5 : DIAGRAMA DE BLOQUE DEL OSCILOGRAFO DE RAYO LUMINOSO

portancia e influencia que pueda tener para el análisis, el conocimiento de las condiciones del sistema previos a la perturbación.

Los eventos supervisados son introducidos a través del dispositivo condicionador de eventos. Las señales de salida del condicionador de eventos pueden también ser llevados a la memoria ó directamente a los circuitos de salida, representado por el dispositivo registrador.

Tanto las informaciones analógicas como la de eventos se actualizan ininterrumpidamente simulando una continuidad de supervisión del sistema.

El dispositivo de sensores de arranque determina para que condiciones de perturbación el medio de medición hará funcionar su dispositivo de registro.

La obtención del registro ó oscilograma es solo realizada en función que uno ó más sensores envíen la señal para poner en marcha el dispositivo registrador. Estos sensores son previamente seleccionados y ajustados. Las señales de salida de este bloque son enviadas al dispositivo de arranque del registrador.

El dispositivo registrador es la parte más compleja del oscilógrafo de rayo luminoso (Ver fig. 3.6) cuyos componentes pueden ser denominados :

- Elemento de medición.
- Dispositivo de inscripción.

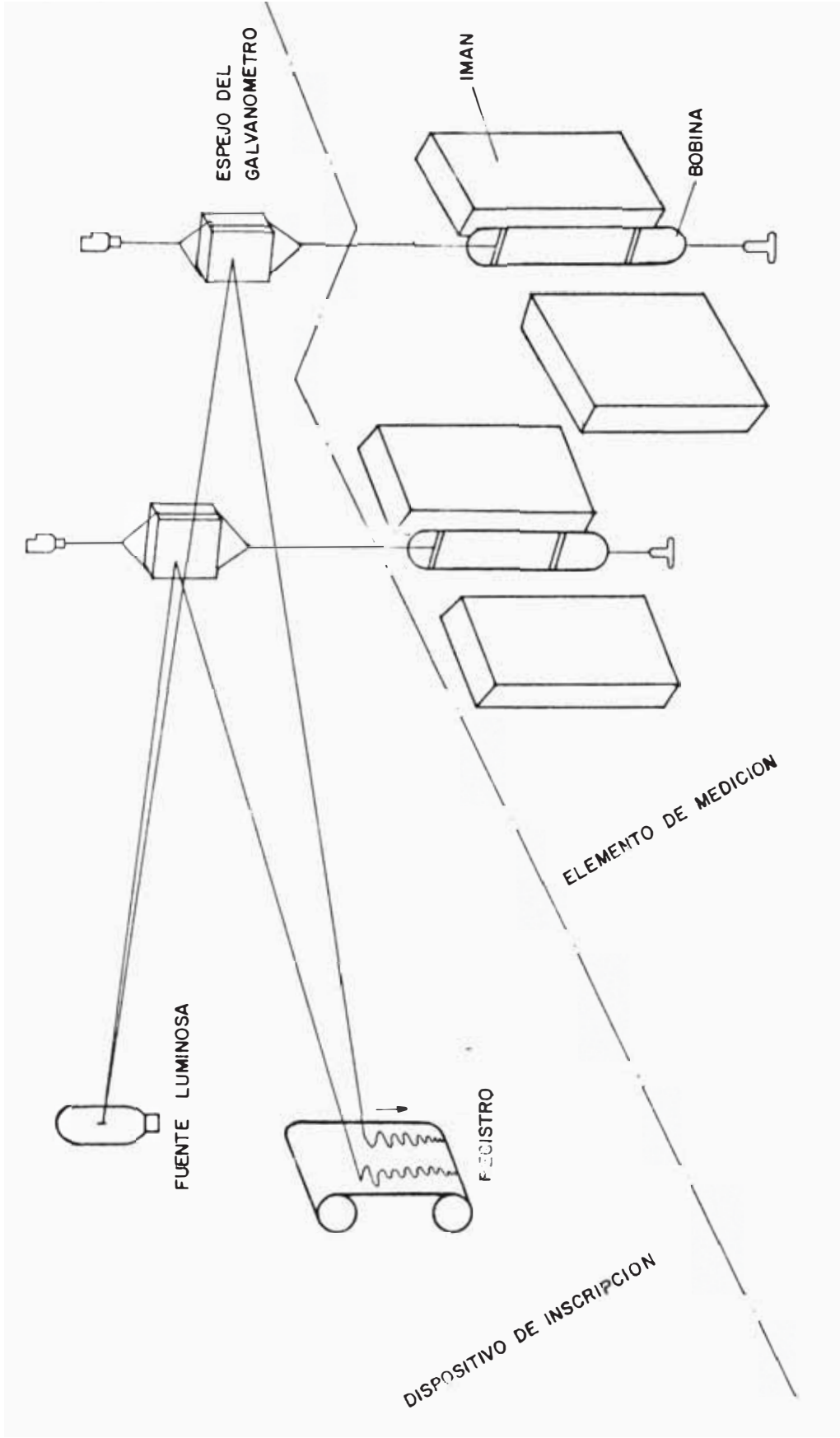


FIG. 3.6 : DISPOSITIVO REGISTRADOR DE UN OSCILOGRAFO DE RAYO LUMINOSO

Las señales de salida de la memoria ó directamente de los dispositivos condicionadores, van hasta los galvanómetros, que son los elementos de medición del oscilógrafo.

El dispositivo de inscripción que es el conjunto de órganos del dispositivo registrador que efectúan la inscripción de las indicaciones del aparato sobre el soporte de registro está compuesta por el papel foto sensible (sensible a los rayos UV), un sistema luminoso óptico y el mecanismo de accionamiento de éstos. A través del sistema luminoso óptico, un haz de luz (puede ser de una lámpara de Xenon) pasa por un conjunto lente espejo, incidiendo sobre los espejos de los galvanómetros y es reflejado sobre el papel.

Cuando el sistema de potencia está funcionando normalmente, el dispositivo de inscripción permanece parado; al ocurrir una perturbación, los dispositivos sensores de arranque envían una señal para encender la lámpara y un mecanismo de accionamiento comienza a hacer correr el papel.

Como los galvanómetros están siempre recibiendo las señales de entrada y sus espejos se mueven en función de la variación de los valores de las magnitudes de entrada en relación al tiempo, la reflexión de los rayos luminosos graban en el papel las imágenes gráficas de las señales recibidas del sistema. A partir del momento del disparo del mecanismo que

acciona el papel, un dispositivo de temporización regula el tiempo de duración del registro.

Un oscilógrafo podrá poseer los siguientes accesorios, dependiendo de la preferencia del usuario, del costo y la aplicación :

- Sensores de partida.
- Indicador de fecha y hora.
- Unidad de calibración de los canales analógicos.
- Bloqueo de falta de papel.
- Alarma de operación.
- Alarma de que la lámpara del sistema óptico está quemada.
- Alarma del bloqueo de operación.
- Contador de operación.
- Alarma de fin de papel.
- Escala de tiempo.
- Indicador de trazo cero.
- Mecanismo reductor de velocidad de registro.
- Memoria ó sistema de retardo.
- Sistema registrador de eventos.

2.2.4 Oscilógrafo de Registro Magnético

En este tipo de oscilógrafo los dispositivos de entrada son también: el dispositivo condicionador de eventos, el dispositivo condicionador de señales analógicas y el dispositivo de sensores de arranque. Las magnitudes analógicas y los eventos supervisados, son introducidos en el medio de medición a través, del

dispositivo condicionador de señales analógicas y del dispositivo condicionador de eventos respectivamente; que tienen funciones idénticas al de los del oscilógrafo de rayo luminoso.

El funcionamiento del oscilógrafo de registro magnético depende de que si este tiene ó no un dispositivo de retención ó retardo (memoria del registrador) debido a lo cual describiremos cada uno de los tipos separadamente.

- Oscilógrafo de Registro Magnético sin Memoria
(Fig. 3.7)

La descripción del funcionamiento se refiere a un tipo de registrador que utiliza un sistema de grabación compuesto de dos rollos de cinta a fin de proporcionar un mayor tiempo de registro continuo debido a que las señales de entrada en este caso son grabadas continuamente.

Uno de los rollos está girando en cuanto el otro está parado, en condiciones de iniciar la grabación en cuanto el primero esté llegando al fin . El segundo rollo comienza a girar un tiempo t_1 , (aproximadamente 10 a 15 seg.) antes que la cinta del primero llegue al fin. Con ésto se consigue una superposición de grabación, evitándose la pérdida de información en el cambio de registro de una cinta para otra.

El conjunto de sensores de arranque actúa de ma-

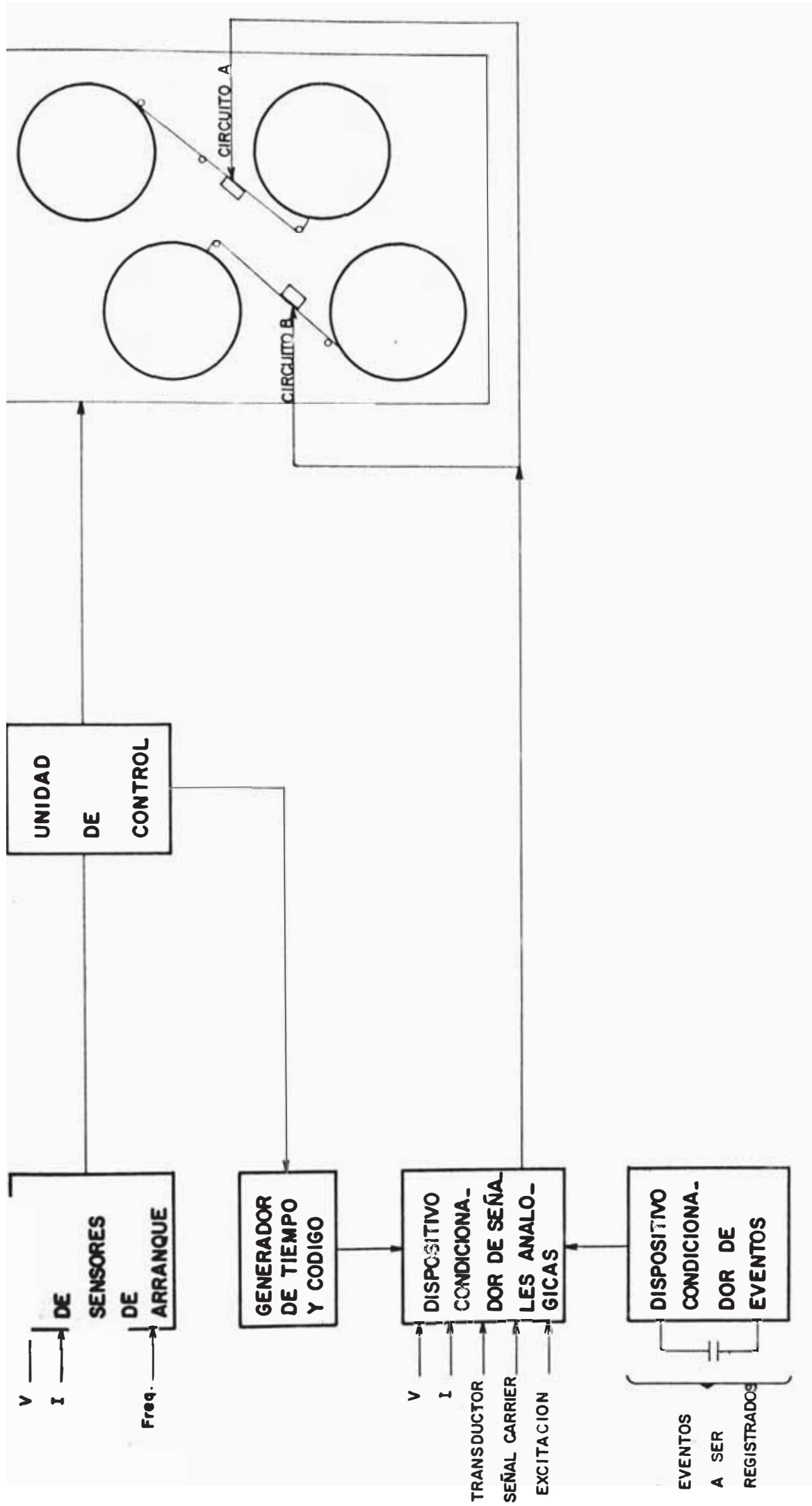


FIG. 3.7 : DIAGRAMA DE BLOQUES DEL OSCILOGRAFO DE REGISTRO MAGNETICO SIN MEMORIA

nera diferente que al del oscilógrafo de rayo luminoso pues los mismos no se destinan a dar la señal para poner en marcha el dispositivo registrador, sino que envía una señal " código tiempo "⁽²⁾, el que es grabado en el lado de grabación de la cinta de ese instante, a partir del cual las informaciones grabadas quedan reservadas para ser reproducidas, si es que por algún motivo el cassette donde quedó grabada la perturbación no fue retirada antes del inicio del próximo ciclo de registro.

Si una perturbación ocurre en determinado punto de la cinta, esta continuará grabando hasta la finalización del fenómeno. Al reenrollar, la cinta se detendrá un cierto tiempo t_2 (generalmente 5 minutos) después del punto donde fue grabado el código tiempo relativo a la perturbación en el sistema, con lo que se conservan las informaciones registradas de la perturbación.

Después que la primera cinta llega al fin, esta es reenrollada automáticamente y queda lista para reiniciar el nuevo ciclo de grabación, a menos que un registro de perturbación haya ocurrido en los últimos t_2 minutos (generalmente 5 minutos) de la cinta.

- Oscilógrafo de Registro Magnético con Memoria
(Fig. 3.8)

La diferencia fundamental con el tipo anterior-

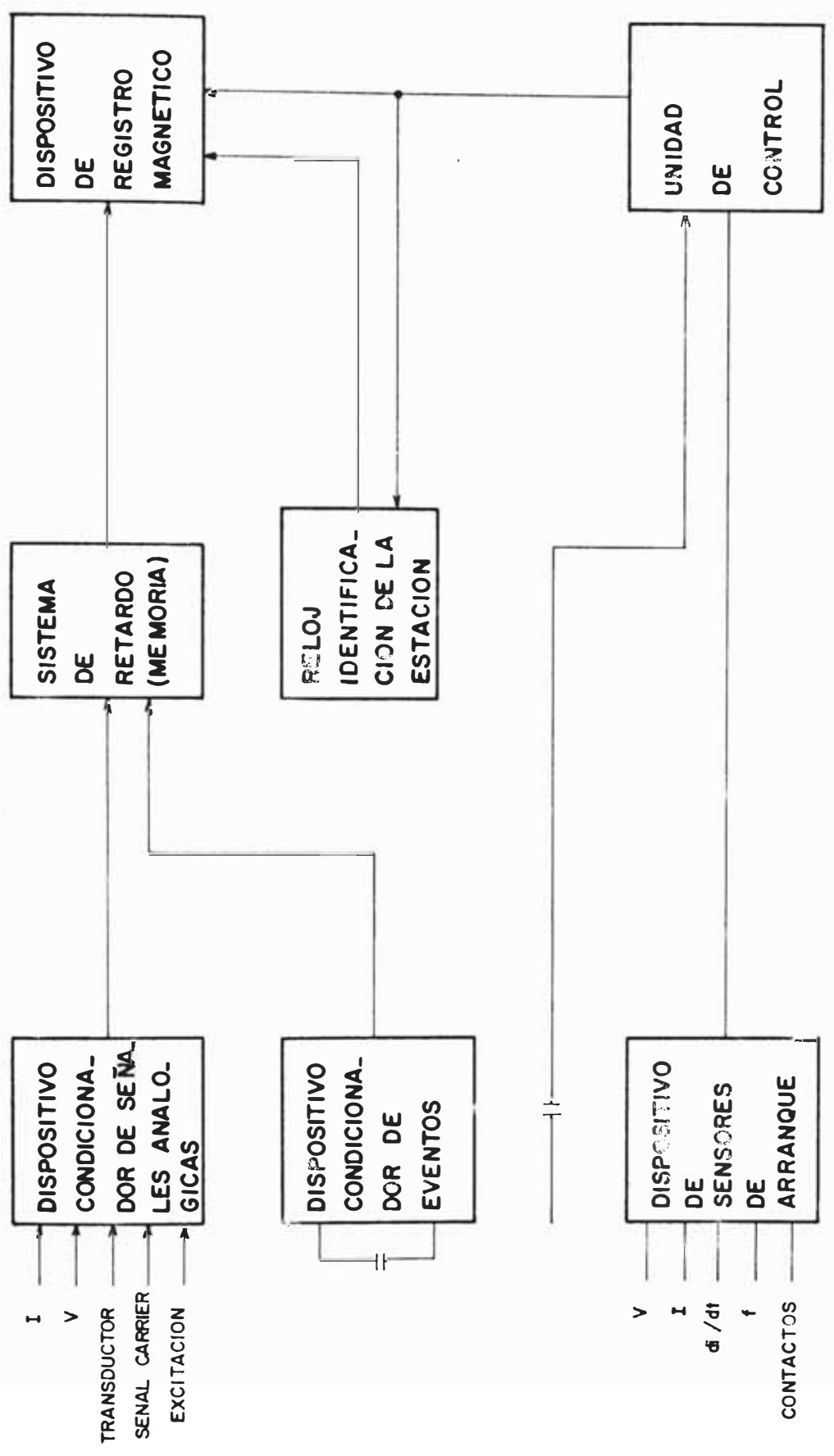


FIG. 3.8: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL OSCILOGRAFO DE REGISTRO MAGNETICO CON MEMORIA

mente descrito es que en este caso, todas las magnitudes analógicas y los eventos supervisados pasan continuamente por la memoria por lo que las señales de entrada no son grabadas continuamente. En este caso las señales de salida son idénticas a las señales de entrada de la memoria, solo que salen con un factor de tiempo retardado. Cuando el dispositivo de sensores de arranque detecta una perturbación, la unidad de control envía una señal de arranque al dispositivo de grabación con lo que es posible grabar la prehistoria de un suceso de interés de un estado no perturbado. La grabación continuará hasta el fin de la perturbación. La unidad de control también da el tiempo de grabación y varios datos adicionales como por ejemplo fecha, hora y número de la perturbación que han de ser grabados .

En ambos tipos de oscilógrafos; es posible tener un comando manual para la retención de las informaciones en períodos deseados.

El equipamiento completo para utilizar un tipo de registro del tipo magnético está constituido por una unidad registradora (que ya fue descrito en párrafos anteriores), una unidad calibradora y una unidad reproductora :

- La Unidad Calibradora es utilizada para ajustar las señales de entrada a un nivel deseado, permiti-

tiendo una correlación precisa entre las magnitudes reales y los oscilogramas.

- La Unidad Reproductora es instalada en un lugar distante al de la unidad registradora. Las cintas son retiradas de las estaciones remotas y enviadas a la estación central a fin de que se haga una reproducción de los oscilogramas. El modo de funcionamiento de la unidad reproductora (Ver figura 3.9 - Diagrama de Bloques de la Unidad Reproductora) depende también de que si la unidad registradora tenga ó no memoria.

Si la unidad registradora no tiene memoria, la unidad reproductora está compuesta de un dispositivo que realiza la lectura de la cinta propiamente dicha, y envía las señales grabadas a un dispositivo separador - adaptador de las señales análogas y de eventos. El dispositivo de control detecta la señal código - tiempo que fué grabado cuando se detectó la perturbación en el oscilógrafo y entonces; envía una señal al dispositivo registrador, de tal manera que la perturbación es reproducida en un oscilograma. Cuando la unidad registradora tiene memoria, la diferencia con el tipo anteriormente mencionado, radica principalmente en que todas las señales grabadas corresponden a perturbaciones por lo que cuando el dispositivo de control detecta el

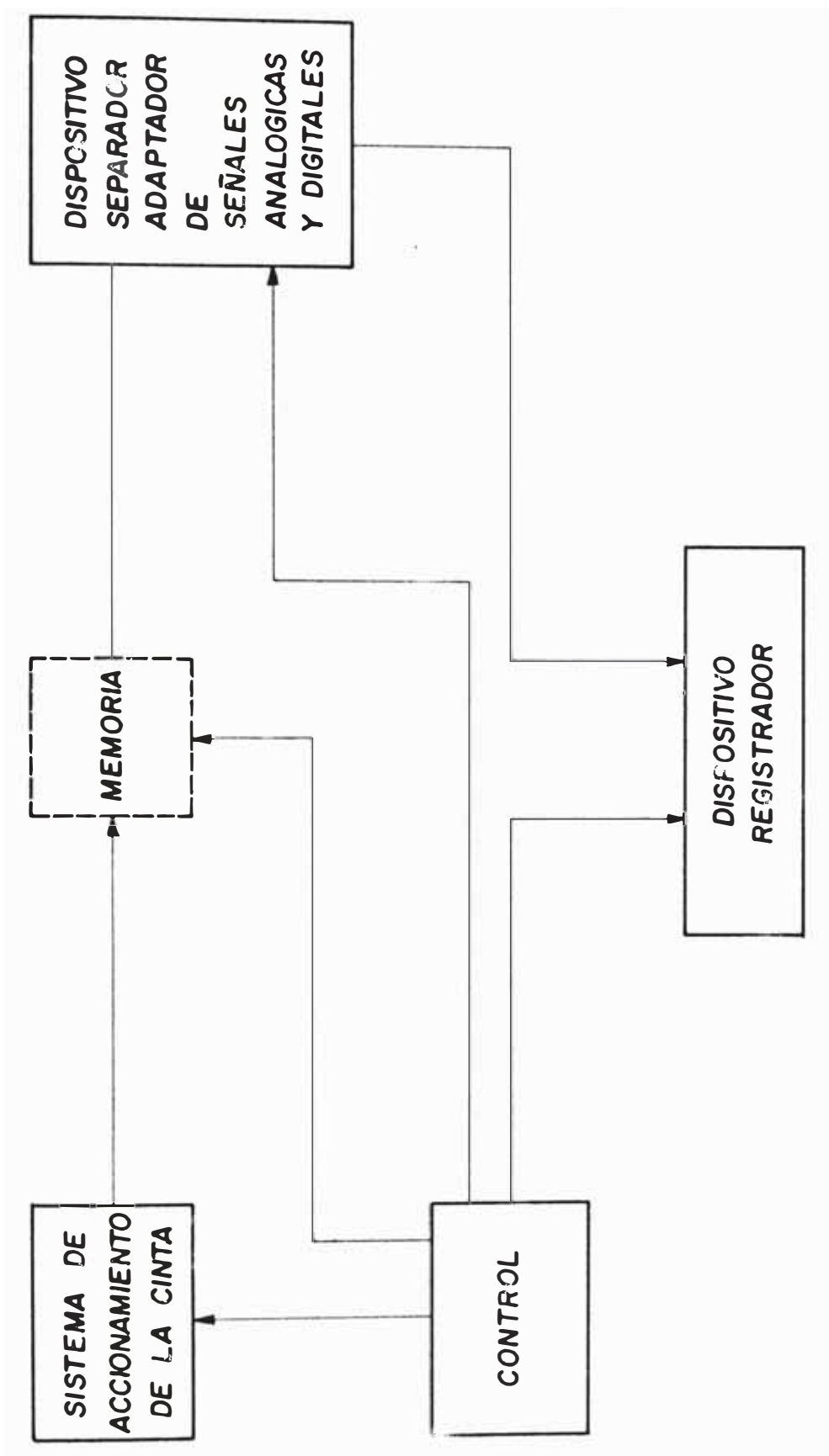


FIG. 3.9 : DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA UNIDAD REPRODUCTORA

inicio de la perturbación, envía la señal de arranque al dispositivo registrador. Es posible reproducir la perturbación con toda su pre-historia tal como fué grabada, debido a que la memoria de la unidad reproductora está sincronizada con la que existe en la unidad registradora. En ambos casos el dispositivo de registro puede ser idéntico al usado en el oscilógrafo de rayo luminoso (Fig. 3.6).

- (1) Estado es referido en este caso a posiciones bi-estables de equipos, es decir ya sea a posición cerrado ó a posición abierto de los contactos, cada uno de los cuales correspondería a un estado diferente.
- (2) Un tipo de codificación lógica; por ejemplo podría ser un " 1 " en el primer campo, que significaría que los registros que siguen corresponden a una perturbación.

SISTEMAS REGISTRADORES DE EVENTOS Y MEDIOS DE MEDICION PARA EL RE -
GISTRO DE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA DE ELECTROLIMA

1. Definición del Número y Lugar de Instalación

1.1 Criterios para determinar la Ubicación

La ubicación de los sistemas registradores de eventos y de los medios de medición para el registro de perturbaciones, se hará de tal manera que se cumpla con los objetivos que se tiene para la utilización de estos equipos en el sistema de ELECTROLIMA; para lo cual se utilizan los siguientes criterios :

1.1.1 Puntos de Interconexión

Cuando las compañías interconectadas son diferentes como es el caso de ELECTROLIMA con ELECTROPERU; se presentan frecuentemente problemas de operación, especialmente cuando ocurre una perturbación que saca fuera del sistema a centrales de generación y la determinación de la causa primaria que lo ocasionó no se puede determinar con exactitud y consecuentemente no se puede deslindar responsabilidades.

Las indicaciones de carácter neutral que nos proporcionan los sistemas registradores de eventos y los medios de medición a usar mejorará notablemente la operación de un sistema interconectado.

1.1.2 Niveles de Tensión

El sistema de ELECTROLIMA, tiene niveles de tensión de 220 kV, 60 kV, 30 kV, 10 kV, 2.3 kV y 0.22 kV. En la actualidad se están haciendo reformas a fin de que los niveles de 30 kV y 2.3 kV desaparezcan en el futuro.

El nivel de 220 kV es considerado como la "columna vertebral" de todo el sistema y la cantidad de energía que se transporta a través de ella es considerable por lo que la importancia de instalación de los sistema registradores de eventos y de los medios de medición es mayor en 220 kV que en las demás tensiones inferiores y lo mismo se puede decir que es más importante colocarlos en 60 kV que en 10 kV y en general cuanto más alto es el nivel de tensión es mayor la importancia de colocarlos en ellos.

1.1.3 Centros de Transformación "Nudos"

Son llamados así los centros de transformación que por su ubicación dentro del sistema eléctrico están conectados a ellos ya sea líneas de importancia ó consumidores en los que, debido a que transportan gran cantidad de energía, es necesario instalar los sistemas registradores de eventos y los medios de medición.

1.1.4 Centrales de Generación

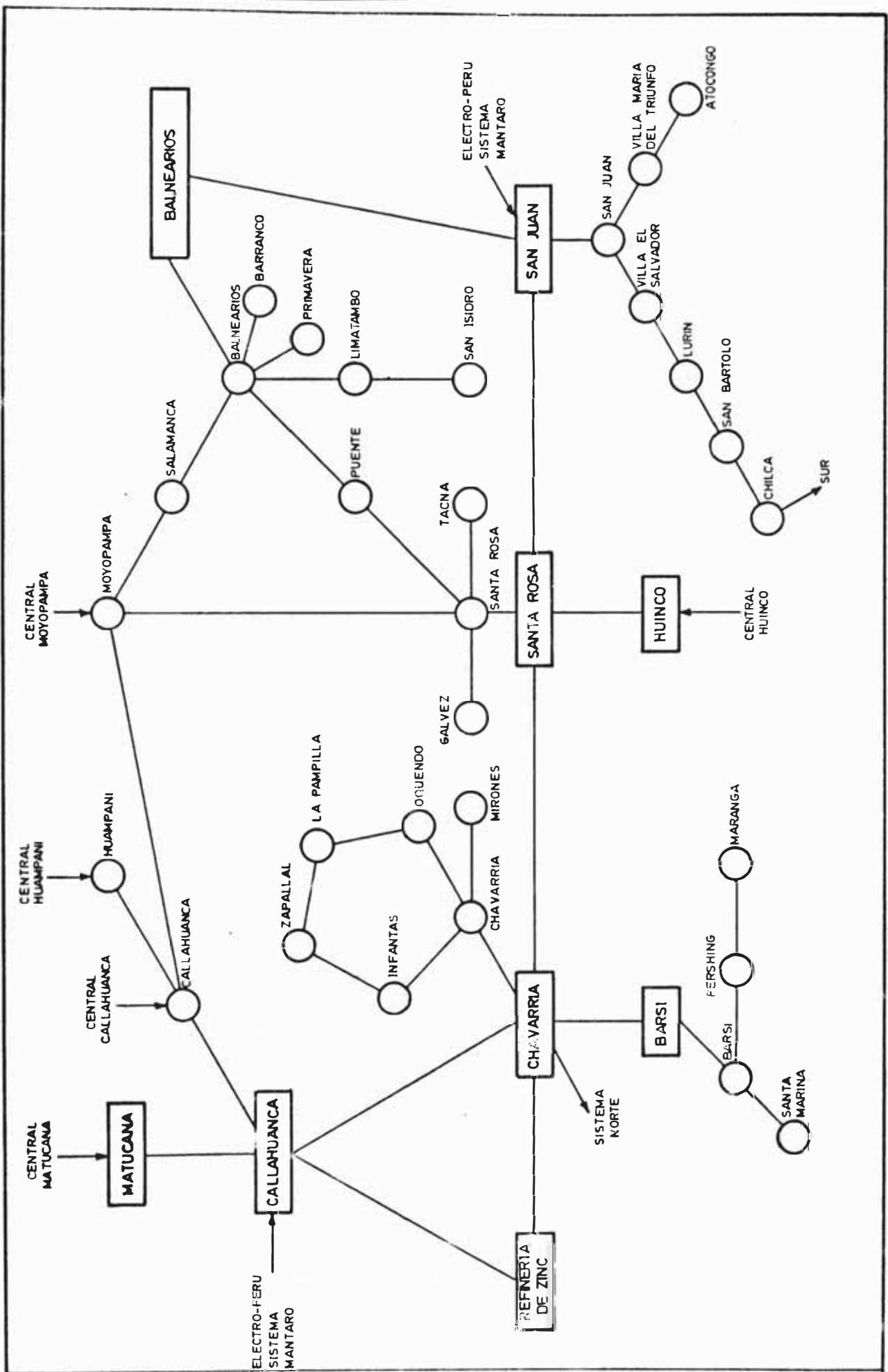
Una central de generación debido a que en estas instalaciones se genera la energía, tiene de por sí una importancia intrínseca dentro de toda la configuración del sistema eléctrico.

1.2 Determinación de los Lugares de Instalación

Para una mejor visualización de los criterios anteriormente mencionados para determinar los lugares de instalación, se presenta el plano N° 4.1.- "Sistema de Transmisión de ELECTROLIMA e Interconectado", y el plano N° 4.2 - "Flujo de Potencia - Año 1984 para los niveles de 220 kV, 60 kV y el Sistema Interconectado".

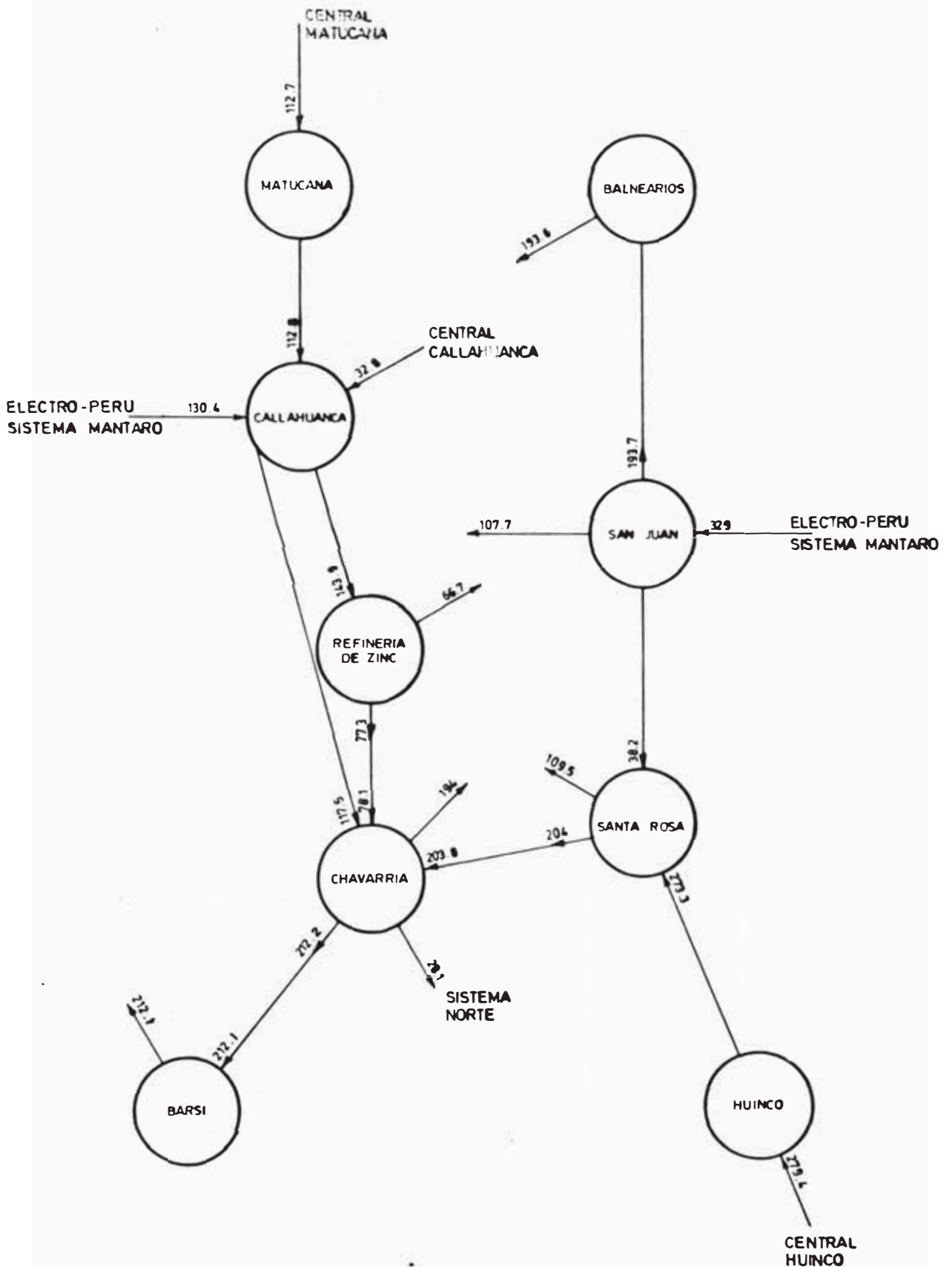
Del plano N° 4.1; se puede extraer el plano N° 4.3 que es un diagrama esquemático en el cual se puede observar con mayor facilidad el sistema de ELECTROLIMA en el nivel de 220 kV y las conexiones entre todos los centros de transformación 220/60 kV y 60/10 kV.

Del plano N° 4.2, se puede extraer el plano N° 4.4 en el que se ha resumido el flujo de potencia en el nivel de 220 kV. También de los planos N°s 4.1 y 4.2 se puede extraer los cuadros N°s 4.1, 4.2 y 4.3 en los que se muestra la potencia manejada por ELECTROLIMA; el flujo de potencia así como el número de líneas conectadas en cada centro de transformación 220/60 kV y el balance de potencia entre los sistemas interconectados respectivamente.



FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO	DESIGNACION
4.3	CONEXION DE LA RED DE ELECTROLIMA EN 220 KV. Y 60 KV.



FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO	DESIGNACION
4.4	FLUJO DE POTENCIA APARENTE EN LAS BARRAS 220 kV. (EN MVA)

1.2.1 Determinación de los Lugares de Instalación de los Medios de Medición para el Registro de Perturbaciones

De los planos N^{os}. 4.1, 4.2 y 4.3 se observa que se logrará un conocimiento global del comportamiento de la red de ELECTROLIMA en caso de perturbaciones, instalando los medios de medición en los centros de transformación 220/60 kV, y en las centrales de generación, lo que se fundamenta aún más con el análisis que se hace a continuación de cada instalación con ayuda de los planos N^{os} 4.1; 4.2; 4.3; 4.4 y de los cuadros N^{os}. 4.1, 4.2 y 4.3 :

1.2.1.1 Centro de Transformación "San Juan"

- Es un punto de interconexión con el sistema Mantaro de ELECTROPERU.
- En este centro de transformación se recibe 329 MVA, que representa el 29.7 % de la potencia total manejada por ELECTROLIMA.

1.2.1.2 Centro de Transformación "Santa Rosa"

- Recibe toda la energía proveniente de la central hidroeléctrica Huinco, que es la de mayor potencia que posee ELECTROLIMA; ya que genera 295.7 MVA que representa el 26.7 % de la potencia total manejada por la empre

CUADRO Nº 4. 1

POTENCIA MANEJADA POR ELECTROLIMA S. A.

Nombre de la Instalación	Potencia Generada ó Recibida (MW + j MVAR)	Potencia Generada ó Recibida (MVA)	Potencia Generada ó Recibida (% del Total Manejado)
Interconexión San Juan	307 + j 118.4	329 $\angle 21.1^\circ$	29.7
Huínco	245.2 + j 165.2	295.7 $\angle 34^\circ$	26.7
Interconexión Callahuanca	127.5 + j 27.4	130.4 $\angle 12.1^\circ$	11.8
Moyopampa	63.0 + j 61.2	87.8 $\angle 44.2^\circ$	7.9
Santa Rosa	70.0 - j 4.4	70.1 $\angle -3.6^\circ$	6.3
Matucana	90.0 + j 78.6	119.5 $\angle 41.1^\circ$	10.8
Callahuanca	56 + j 27.6	62.4 $\angle 26.2^\circ$	5.6
Huampaní	26.0 + j 3.2	26.2 $\angle 7^\circ$	2.4
Interconexión Chavarría	-(0.1 - j 28.1)	-28.1 $\angle -89.8^\circ$	-2.5
Total Manejado por ELECTROLIMA	984.6 + j 505.3	1106.7 27.2°	100

NOTA.- El total de la potencia generada por el sistema ELECTROLIMA es 642.3 MVA (con las centrales Huínco, Moyopampa, Santa Rosa, Matucana, Callahuanca, Huampaní).

CUADRO Nº 4.2

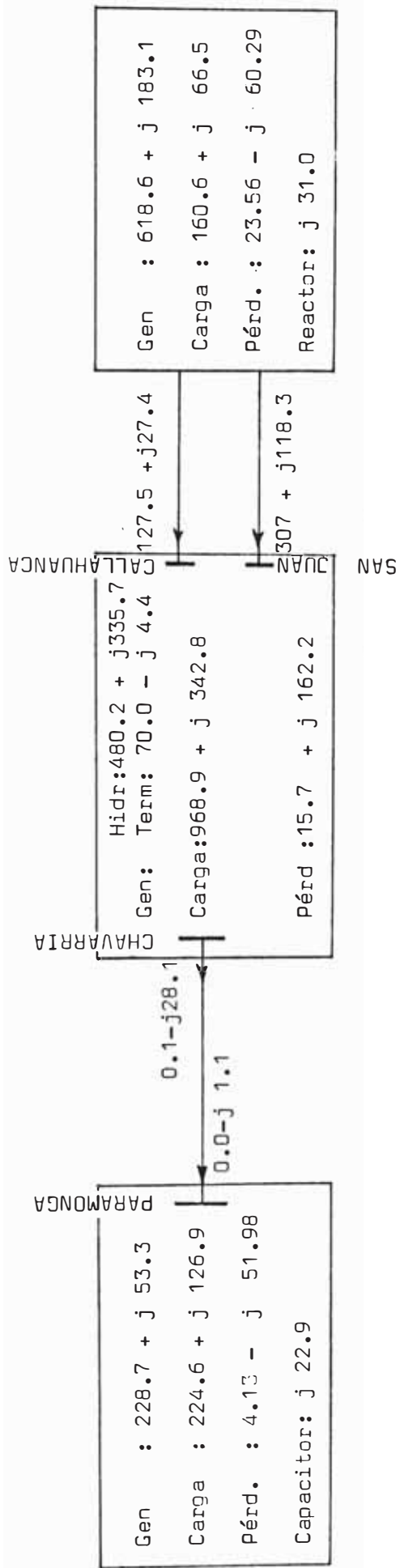
POTENCIA RECIBIDA Y NUMERO DE LINEAS CONECTADAS
EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACION 220/60 kV

Centro de Transformación	Potencia Recibida por el Centro (MVA)	Potencia Recibida por el Centro (% del total manejado por ELECTROLIMA)	Nº de Líneas Conectadas 220 kV	Nº de Líneas Conectadas en 60 kV	Nº Total de Líneas Conectadas al Centro
Chavarría	395 \angle 21.4º	35.7	10	11	21
Santa Rosa	372.2 \angle 17.5º	33.6	10	11 (*)	21
San Juan	329 \angle 21.1º	29.7	7	5	12
Balnearios	217.2 \angle 23.8º	19.6	4	14	18
Barsi	212.1 \angle 26.7º	19.2	4	8	12

(*) Solo se considera en este centro la barra de 60 kV a la que estan conectados los transformadores de potencia 220/60 kV; debido a que la otra zona además de estar en reformas (eliminación de la red de 30 kV, retiro de los grupos térmicos), se encuentra ubicada físicamente en una área alejada de la mencionada en primer lugar.

CUADRO Nº 4.3

BALANCE DE POTENCIA ENTRE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS PARA 1984



SISTEMA NORTE

SISTEMA ELECTROLIMA S. A.

SISTEMA MANTARO

sa.

- Recibe 38.2 MVA de la interconexión con el sistema Mantaro a través del centro de transformación San Juan; que representa el 3.45 % del total de la potencia manejada por la empresa.
- En el nivel de 60 kV recibe energía proveniente de la central Moyopampa .
- Por lo mencionado anteriormente, se puede decir que el centro de transformación Santa Rosa es un centro de transformación "nudo"; ya que además como se observa en el cuadro Nº 4.2 ; tiene conectados tanto en 220 kV como en 60 kV un total de 21 líneas.

1.2.1.3 Central de Generación "Callahuanca"

- Esta central genera 62.4 MVA que representa el 5.64 % de la potencia total manejada por la empresa.
- Es también un punto de interconexión con el sistema Mantaro - ELECTROPERU; en el que se recibe 130.4 MVA que representa el 11.8 % de la potencia total manejada por ELECTROLIMA S.A.
- Aquí, se recibe toda la potencia generada en la central hidroeléctrica Matucana, que son 112.8 MVA y repre-

senta el 10.2 % de la potencia total manejada por la empresa.

- Por lo anterior, puede decirse que "Callahuanca" puede ser considerado como una central de generación, un punto de interconexión y una instalación "nudo".

1.2.1.4 Centro de Transformación "Chavarría"

- Es un punto de interconexión con el sistema norte de propiedad de ELECTRO PERU.
- En este centro se recibe la potencia proveniente de "Callahuanca" y del centro de transformación "Santa Rosa"; que hacen un total de 395 MVA, que representa el 35.7% del total manejado por ELECTROLIMA S.A. y como se puede observar en el cuadro Nº 4.2 es el punto donde se recibe mayor potencia dentro de la empresa.
- También del mismo cuadro Nº 4.2 se puede ver que este centro de transformación tiene conectados a los lados de 220 kV y 60 kV un total de 21 líneas, uno de los mayores dentro de la empresa, junto con el centro de transformación " Santa Rosa ".

- Se puede decir por lo tanto que este centro de transformación; además de ser punto de interconexión, es también una instalación " nudo ".

1.2.1.5 Central de Generación "Huínco"

- Es la central de generación hidro - eléctrica más importante de la empresa; que genera 295.7 MVA y representa el 26.7 % de la potencia total manejada por la empresa; tal como se puede observar en el cuadro N° 4.1 .

1.2.1.6 Centro de Transformación "Balnearios"

- Si bien con la potencia recibida en los niveles de 60 kV y 220 kV (Ver plano N° 4.2) hacen un total de 217.2 MVA y representa el 19.6 % de la potencia total manejada por ELECTROLIMA, tiene un total de 18 líneas conectadas a los lados de 220 kV y 60 kV; que lo hacen un centro de transformación " nudo ".

1.2.1.7 Centro de Transformación "Barsi"

- Este centro recibe del centro de transformación "Chavarría" 212.1 MVA que representa el 53.7 % que este ú

timo recibe.

- También se tiene conectado al lado de 60 kV y 220 kV un total de 12 líneas que lo hacen un centro de transformación " nudo ".

1.2.1.6 Central de Generación "Matucana"

- En esta central se genera 119.5 MVA ;y es la segunda central de generación en importancia de propiedad de ELECTROLI-MA.
- Además, tal como se ha mencionado anteriormente, una central de generación por su configuración dentro del sistema tiene una importancia intrínseca.

1.2.2 Determinación de los lugares de instalación de los Sistemas Registradores de Eventos

Como se mencionó en el capítulo anterior; un medio de medición para el registro de perturbaciones puede tener incorporado un sistema registrador de eventos pero este último generalmente es de poca capacidad; es decir que no puede recibir muchas señales de entrada.

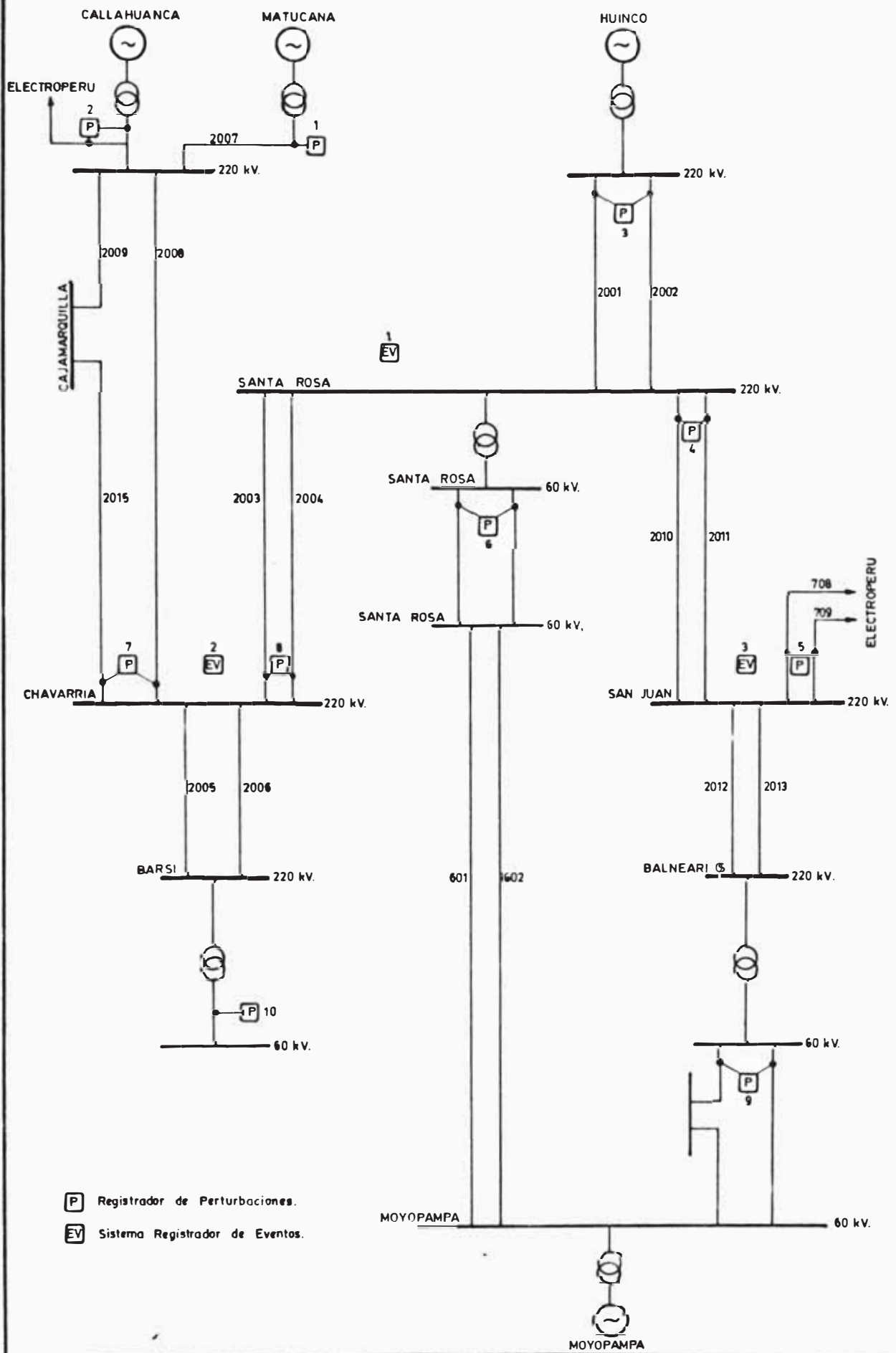
Como en una central de generación, se tiene un mayor número de equipos y de sistemas de control y protección comparados con un centro de transformación, esto obligaría a elegir (cuando se quiera

instalar en una central) un sistema registrador de eventos de gran capacidad. Y como lo que se pretende al introducir este tipo de equipos, es primeramente adquirir experiencia y verificar sus bondades con sistemas registradores de eventos de menor capacidad y costo posibles pero sin perder los objetivos buscados, no se opta por colocar estos equipos en las centrales de generación.

Por lo anterior, los lugares a ubicar los sistemas registradores de eventos se seleccionará entre los centros de transformación 220/60 kV. más importantes de la compañía. Es necesario mencionar que los fundamentos dados para cada centro de transformación en el punto 1.2.1, son también valederos aquí.

El número total de líneas conectados en los niveles de tensión 60 kV y 220 kV a cada centro de transformación, (que se muestra en el cuadro N° 4.2) dá un criterio comparativo de importancia entre todos los centros 220/60 kV, debido a que estas instalaciones poseen un número de equipos y sistemas de control y protección similares por cada línea. Es en base al criterio anterior que se seleccionan los centros en donde se instalarán los sistemas registradores de eventos que en orden de importancia serían en : "Chavarría", "Santa Rosa"y "San Juan".

Luego del análisis realizado; se presenta el plano N° 4.5 en donde se muestra la distribución de los medios de medición para el registro de perturbaciones y de los sistemas registradores de eventos en el sistema de ELECTROLIMA S.A., para lo cual es necesario indicar que en una línea solo debe de estar conectado un registrador de perturbaciones, en cualquiera de los extremos y no en ambos a fin de evitar duplicidad en la medición.



FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO	DESIGNACION
4.5	DISTRIBUCION DE LOS REGISTRADORES DE PERTURBACIONES Y DE LOS SISTEMAS REGISTRADORES DE EVENTOS EN LA RED DE ELECTROLIMA

2. Características Técnicas de los Sistemas Registradores de Eventos y de los Medios de Medición para el Registro de Perturbaciones

Las características técnicas de los sistemas registradores de eventos y de los medios de medición para el registro de perturbaciones ha de estar en relación directa a los lugares (determinadas anteriormente) en donde se instalarán dichos equipos .

2.1 Características Técnicas de los Sistemas Registradores de Eventos

2.1.1 Número de Señales ó puntos a Controlar

Es el número total de eventos, que el registrador puede controlar definiendo el estado operacional del equipo controlado.

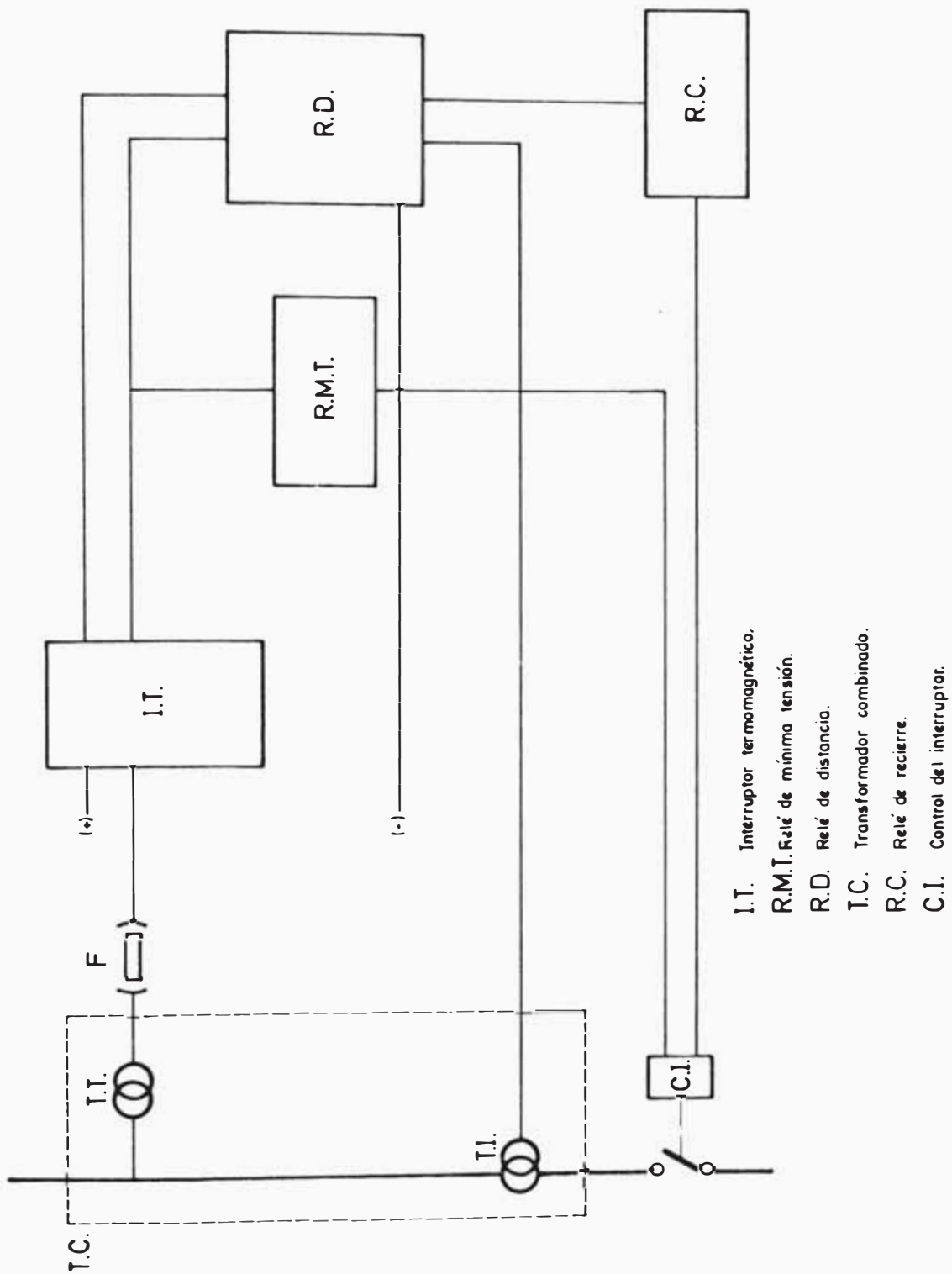
Para fijar esta característica para el sistema de ELECTROLIMA, se determinará los equipos que se van a controlar en cada instalación.

A. Puntos a Controlar en la Línea de Salida 220 kV de un Centro de Transformación 220/60 kV

Los puntos a controlar tienen que estar en relación a los equipos de protección y de apertura colocados en la línea.

A.1 Relé de Distancia

En las líneas de salida 220 kV de un Centro de Transformación 220/60 kV, se coloca un relé de distancia conectado de acuerdo al diagrama unifilar que se presenta en el plano N° 4.6.



FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO

DESIGNACION

4.6

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PROTECCION DE LA LINEA 220 KV.

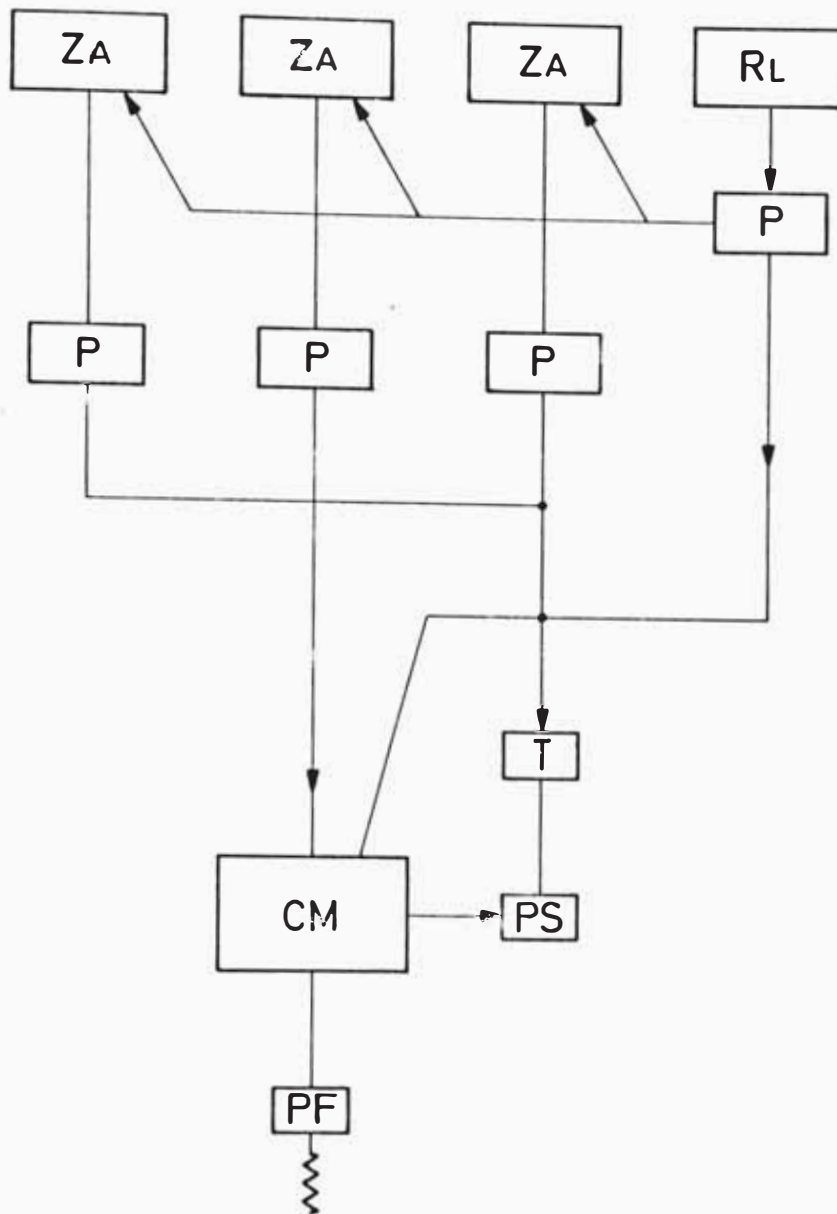
El funcionamiento de esta protección es de la siguiente manera: si por ejemplo, ocurre una falla monofásica sobre una línea de transmisión, esta es detectada por el relé de distancia, envía una señal de apertura al interruptor instalado en la salida de la línea y también una señal hacia el relé conectado en el otro extremo de la línea a fin de que también se produzca una apertura del interruptor en ese lado. Abierto los interruptores, harán su reconexión monofásica y permanecerán cerrados si la falla ha sido fugaz, en caso de que la falla persistiera; el relé de distancia enviará una segunda señal de apertura, pero ya en forma trifásica y definitiva bloqueando la señal de una segunda reconexión.

Esta secuencia de operación descrita debe de ser registrada en cada oportunidad que se presente por el registrador de eventos por lo cual el número de contactos a necesitar debe de estar relacionado con la forma de operar de los equipos de protección, además de que en éstos se deben de tener contactos disponibles para tomar la señal de entrada al registrador de eventos.

Para una mejor comprensión del funcionamiento del relé de distancia se hará una descripción del mismo con ayuda del plano N° 4.7 en la que se ha representado en forma de diagrama de bloques todos los elementos constitutivos de un relé de distancia con arranque por mínima impedancia y sobrecorriente. La misma corresponde a un relé BBC pero en principio otras ejecuciones no difieren mayormente de esta, variando fundamentalmente el número de elementos de medición y la disposición de los contactores auxiliares de conmutación.

Los órganos de arranque por subimpedancia Z_A (uno por fase) junto con el relé de tierra R_L (relé de corriente del tipo atracción magnética) conectado este último en el circuito residual de los transformadores de corriente para recoger la corriente homopolar, detectan el tipo de falla y las fases afectadas, conectando las tensiones y corrientes correspondientes al dispositivo de medición CM mediante los contactores auxiliares P.

Al mismo tiempo se pone en marcha el contador de tiempo T. Si la falla está dentro del ajuste del CM correspondiente al



- ZA Organismo de arranque por sub-impedancia.
 RL Relé de tierra.
 P Contactores auxiliares.
 CM Dispositivo de medición.
 T Contador de tiempo.
 PF Contactor de disparo.
 PS Contactor.

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO

DESIGNACION

4.7

DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN RELE DE DISTANCIA DE ARRANQUE POR SUBIMPEDANCIA Y SOBRECORRIENTE

primer escalón, CM, en prácticamente 0, 1 segundos cerrará sus contactos accionando al contactor de disparo P_F que manda al interruptor. Si la falla está en cambio en la zona correspondiente al segundo escalón, CM se mantendrá en su posición de bloqueo hasta que T llegue al tiempo asignado para el segundo escalón. En este instante el contactor P_S resulta accionado y este reduce la tensión de bloqueo del elemento motor en la proporción establecida por el ajuste de alcance del segundo escalón. Si como decíamos, la falla se encuentra dentro de la zona del 2do. escalón CM se moverá entonces en la dirección de disparo. Si la falla se encontrara aún más lejos, el mismo proceso volvería a repetirse al llegar T al tiempo ajustado para el tercer escalón y así sucesivamente. Los contactos en el relé de distancia instalado en la red se indican en el plano Nº 4.8, en el cual también se señalan las funciones del relé que dan estos contactos. En este mismo plano se indican los bornes de contactos libres y los bornes de los contactos para la regleta de señalización ubicado en el mismo relé (pero estos bornes también pueden ser utiliza -

dos para los registradores).

Por lo que, para, vigilar el correcto funcionamiento del sistema de protección de la línea se controlará :

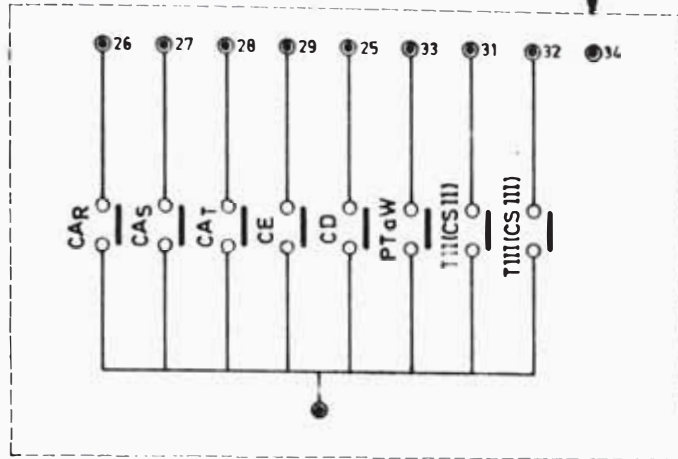
A.1.1 Arranque del relé; se tomará de los contactos libres CA_R , CA_S , CA_T indicados en el plano N° 4.8 por lo que se necesitan tres (3) contactos.

A.1.2 Falla a tierra, se detectará a través del contacto libre CE del plano N° 4.8 por lo que se necesitará un (1) contacto.

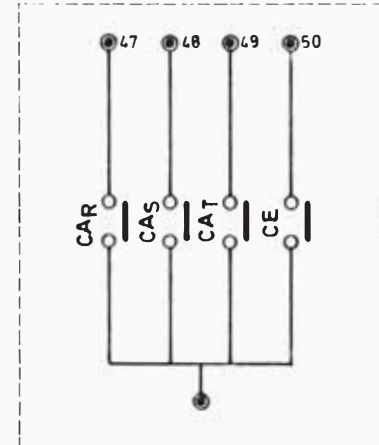
A.1.3 Orden de disparo del relé; cuando el relé dá la orden de disparo sin importar que fué con reconexión o sin reconexión se detecta a través del contacto CD del plano N° 4.8 por lo que se necesitará un (1) contacto.

A.1.4 Orden de disparo del relé por A.F; la señal se recibe a través del borne 34 del plano N° 4.8, el que solamente funciona cuando el disparo ha sido efectuado por una orden recibida por alta frecuencia. Se necesitará un (1) contacto.

BORNES DE CONTACTOS PARA
LA REGLETA DE SEÑALIZACION



BORNES DE CONTACTOS LIBRES.



- CA(R,S,T) Arranque de los relés de mínima impedancia de fases R,S,T.
- CE Funcionamiento del relé de distancia por falla contra tierra.
- CD Funcionamiento del contactor auxiliar de disparo.
- PTaW Funcionamiento del contactor temporizado para el disparo definitivo.
- TII(CSII) Funcionamiento del órgano temporizado para la conmutación del 2º escalón.
- TIII(CSIII) Funcionamiento del órgano temporizado para la conmutación del 3º escalón.
- HF Señal de recepción HF de orden de apertura.

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO

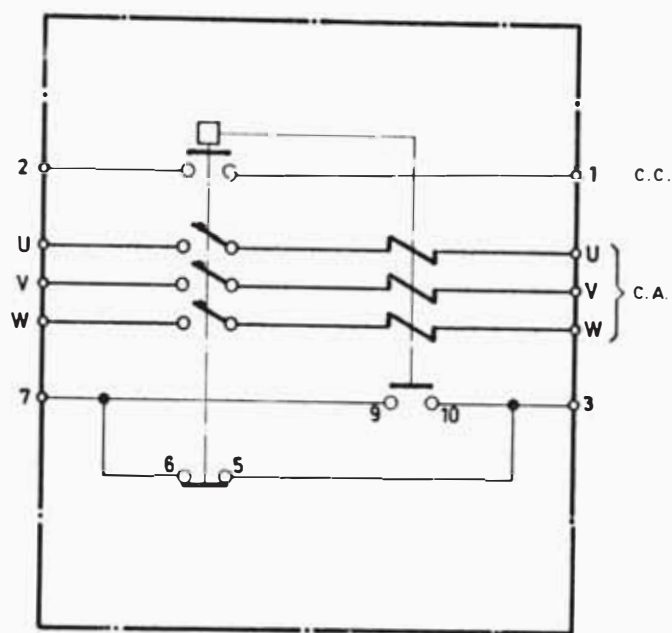
DESIGNACION

4.8

CONTACTOS DISPONIBLES EN EL RELE DE DISTANCIA.

A.1.5 Falta de tensión en el relé, el cual puede resultar si el interruptor termomagnético (I.T.) del plano N° 4.6 dispara en el caso de cortocircuito en las líneas secundarias de tensión. El funcionamiento de este interruptor termomagnético se detectará a través de los bornes 3 y 7 indicados en el plano N° 4.9 por lo que se necesita un (1) contacto.

A.1.6 Caída de tensión en la línea secundaria de tensión, el cual se detecta a través del relé de mínima tensión (R.M.T.) del plano N° 4.6, el que bloquea tanto la señal de apertura del interruptor como la señal de onda portadora (que ordenaría la apertura del interruptor en el otro lado de la línea). El funcionamiento de este relé se detectará a través de los bornes disponibles en el relé de mínima tensión por lo que se necesitará un (1) contacto.



FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO	DE SIGNACION
4.9	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO (I.T.)

A.1.7 Relé de Recierre

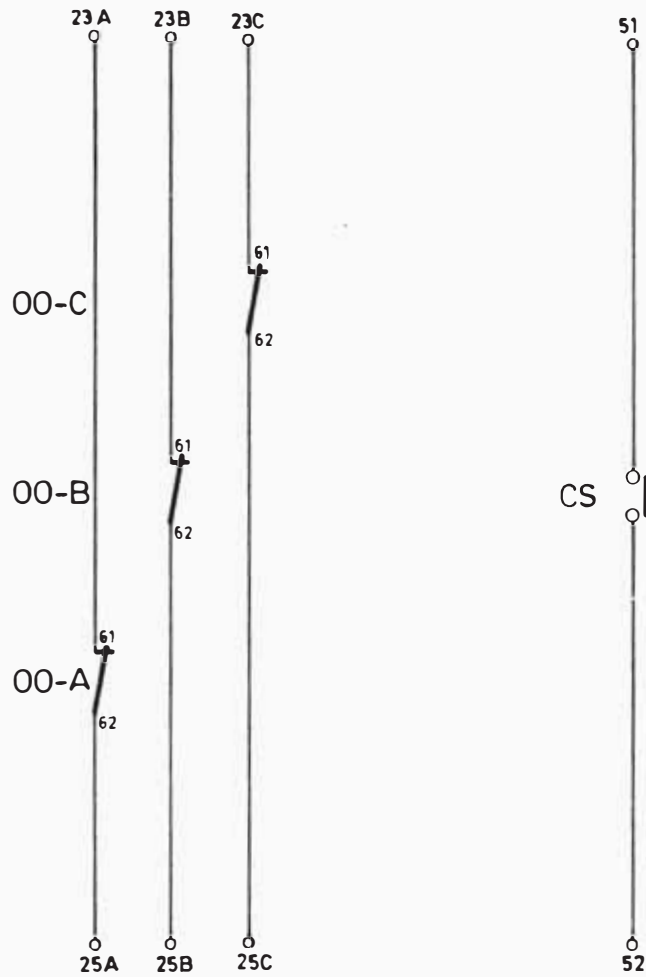
Con el fin de verificar el funcionamiento del relé de recierre (R. C. en el plano N° 4.6) en el tiempo y secuencia que fue programado se necesita un (1) contacto, porque la señal se toma de un contacto disponible que posee este relé, el que indica que el recierre ha funcionado, cualquiera que sea la fase en que se hubiera producido la operación.

A.2 Interruptor; debido a que el interruptor que se instala en 220 kV está formado por tres unidades monofásicas, y que es posible detectar con los contactos auxiliares disponibles que se tiene, los tiempos de apertura y cierre de cada uno de los polos del interruptor (Ver plano N° 4.10) se necesitan tres (3) contactos.

A.3 Telemando de interruptor 220 kV; para indicar el funcionamiento del interruptor por telemando, se necesita un (1) contacto, debido a que como se observa en el plano N° 4.11; los contactos auxiliares 3' - 4' (que indica apertura por teleman

INTERRUPTOR 220 kV.

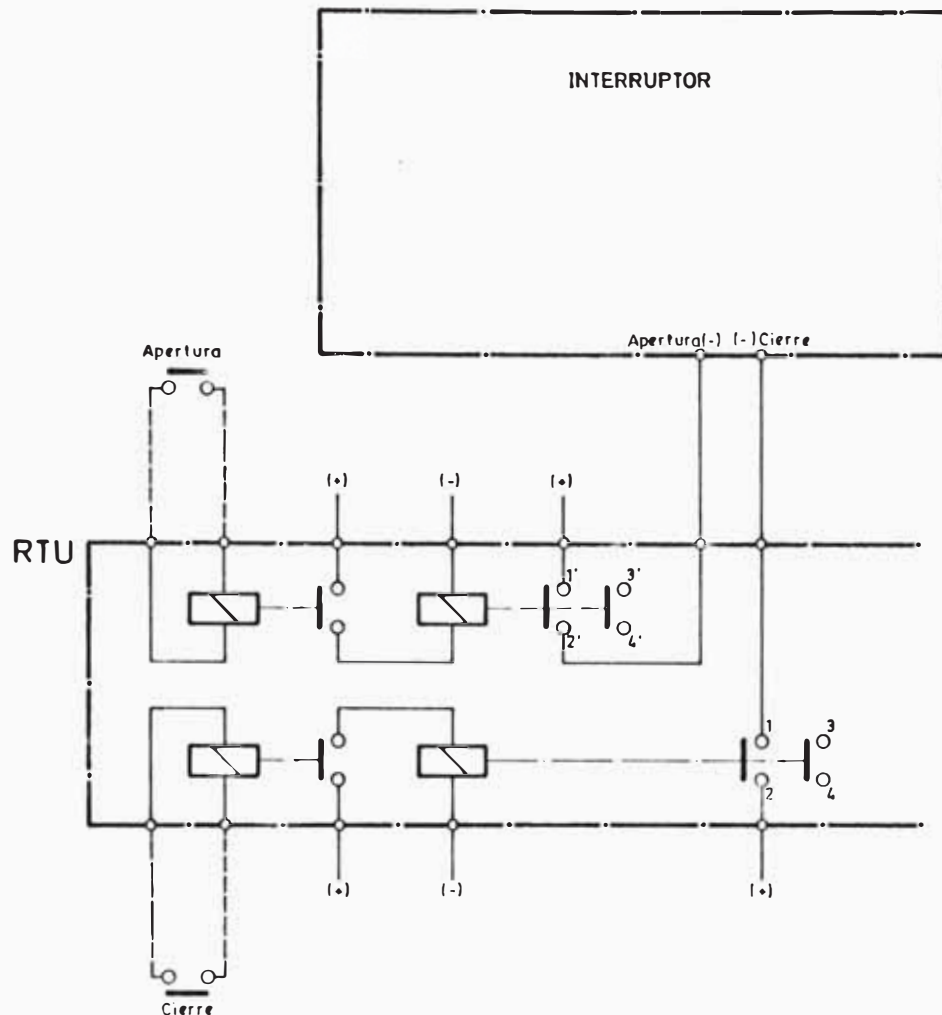
INTERRUPTOR 60 kV.



- OO - A Indicación de posición de la fase A.
- OO - B Indicación de posición de la fase B.
- OO - C Indicación de posición de la fase C.
- CS Indicación de posición del Interruptor Trifásico.

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO	DESIGNACION
4.10	CONTACTOS DISPONIBLES PARA LA INDICACION DE POSICION EN LOS INTERRUPTORES 220 kV. Y 60 kV.



3 - 4 Contacto disponible para indicar apertura por Telemando.

3' - 4' Contacto disponible para indicar cierre por Telemando.

RTU Unidad Terminal Remota.

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO	DESIGNACION
4.11	CONTACTOS DISPONIBLES PARA INDICACION DE FUNCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR POR TELEMANDO.

do) y 3 - 4 (que indica cierre por telemando) se cablearán en paralelo con lo que se necesitará solo un (1) contacto.

De acuerdo a lo anterior, para controlar los equipos de protección y apertura instalados en una línea de salida 220 kV de un centro de transformación 220/60 kV se necesitará trece (13) contactos tal como se indica en el cuadro Nº 4.4.

E Q U I P O	Nº DE CONTACTOS
1. Relé de distancia:	
1.1 Arranque del relé.	3
1.2 Falla a tierra.	1
1.3 Orden de disparo del relé.	1
1.4 Orden de disparo del relé por A.F.	1
1.5 Falta de tensión en el relé.	1
1.6 Caída de tensión en la línea secundaria de tensión.	1
1.7 Relé de recierre.	1
2. Interruptor 220 kV	3
3. Telemando de interruptor 220 kV	1
NUMERO TOTAL DE CONTACTOS NECESARIOS	13

Cuadro Nº 4.4 Contactos necesarios para controlar los equipos de protección y apertura en la línea de salida 220 kV de un Centro de Transformación 220/60 kV.

B. Puntos a Controlar en la zona del transformador de un Centro de Transformación 220/60 kV
Al igual que en el caso de la línea de salida se tendrá en cuenta los equipos de protección y de apertura instalados.

B.1 Interruptor lado 220 kV, en forma parecida que al interruptor instalado en la línea de salida 220 kV se necesitan tres (3) contactos.

B.2 Telemando interruptor lado 220 kV, en forma parecida que para la línea de salida 220 kV se necesita un (1) contacto.

B.3 Interruptor lado 60 kV, que es una unidad trifásica y de los contactos auxiliares disponibles que se tiene, solo es posible detectar apertura ó cierre trifásico (Ver plano Nº 4.10) por lo que se necesita solo un (1) contacto.

B.4 Telemando interruptor lado 60 kV, en forma similar que en el lado 220 kV, se necesita un (1) contacto.

B.5 Relé térmico secundario, que protege a los transformadores contra el calenta -

miento perjudicial debido a sobrecargas . Se tiene instalados tres relés térmicos unipolares que envían una señal de alarma, pero la indicación de funcionamiento de los tres relés se tomará en un solo terminal por lo que se necesita un (1) contacto.

B.6 Relé secundario de sobrecorriente tiempo - rizado, que es usado para la protección contra cortocircuitos.

Se tienen instalados tres relés unipolares, que al presentarse una perturbación envían una señal de apertura trifásica, pero la indicación de funcionamiento de los tres relés se tomará en un solo terminal por lo que se necesita un (1) contacto .

B.7 Relé diferencial, que permite proteger a la zona comprendida entre los dos transformadores de corriente que alimentan al relé de cortocircuitos bifásicos, trifásicos, fallas a tierra en los transformadores con el punto neutro sólidamente puesto a tierra, así como fallas internas en los transformadores. Cuando el relé detecta una de las fallas indicadas, envía

una señal de apertura trifásica a los interruptores tanto del lado de 220 kV como del 60 kV a fin de aislar el transformador. La indicación de funcionamiento del relé se detecta a través de un terminal, por lo que se necesita un (1) contacto.

Además, los transformadores de potencia trifásicos de relación 220/60 kV que se utilizan en las instalaciones de la empresa, están formados por un banco de tres (3) transformadores monofásicos, cada uno de los cuales tiene los equipos de control y protección que se indican en el plano N° 4.12 por lo que se necesitarán los siguientes contactos para vigilar a cada uno de ellos:

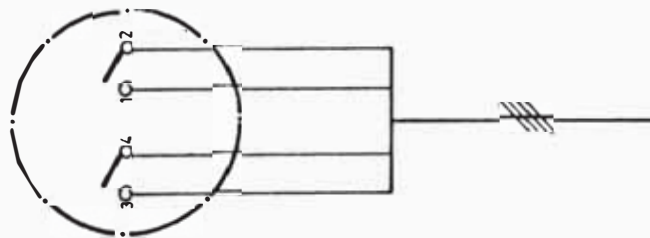
B.8 Relé buchholz, que funciona a consecuencia de la acumulación de gases en el receptáculo superior del transformador.

En caso de pequeñas perturbaciones envía una señal de alarma, pero la indicación de funcionamiento de los tres relés que corresponden a cada unidad monofásica se tomará de un solo terminal por lo que se necesitará un (1) contacto.

En caso de perturbaciones más peligrosas el relé desconecta el transformador y la indicación de la señal de orden de disparo se

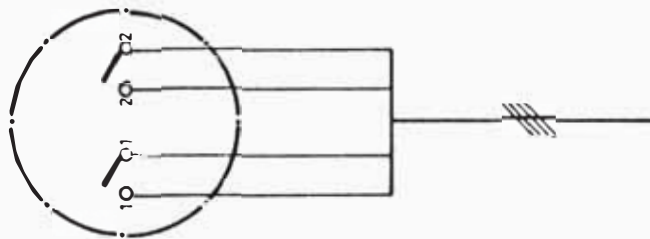
RELE BUCHHOLZ PARA EL TRANSFORMADOR

3 - 4 : ALARMA
1 - 2 : DESCONEXION



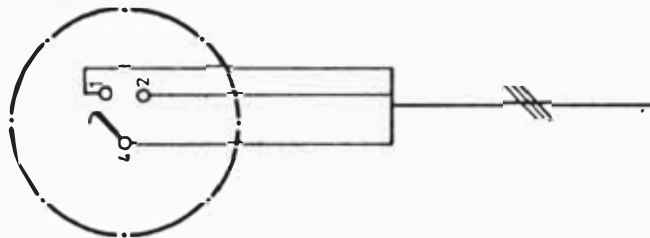
INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE

1 - 1 : ALARMA NIVEL MINIMO
2 - 2 : ALARMA NIVEL MAXIMO



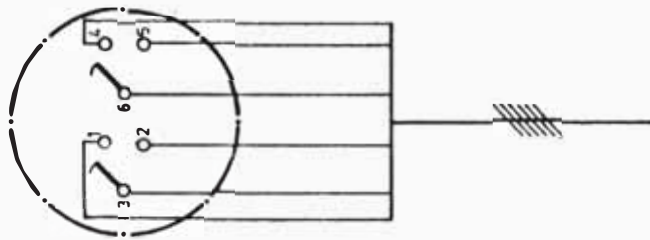
TERMOMETRO PARA INDICAR LA TEMPERATURA DEL ACEITE

1 - 4 : ALARMA
2 - 4 : DESCONEXION



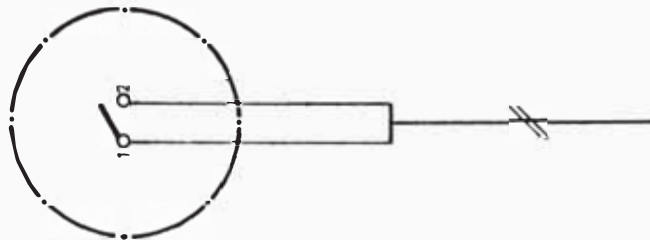
RELE DE IMAGEN TERMICA

3 - 1 : PARADA VENTILADORES
3 - 2 : ARRANQUE VENTILADORES
6 - 4 : ALARMA
6 - 5 : DESCONEXION



CONMUTADOR DE TOMAS SIN CARGA

1 - 2 : DISPARO



FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA - UNI

PLANO

DESIGNACION

4.12

EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCION INSTALADOS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

tomará de cada relé correspondiente a cada unidad monofásica por lo que se necesitan tres (3) contactos.

B.9 Dispositivo Indicador de nivel de aceite , que señala el nivel mínimo y máximo de aceite alcanzado en el conservador a través de una señal óptica y una eléctrica.

La indicación de funcionamiento para cualquiera de los tres dispositivos cuando un transformador monofásico envía una señal de alarma debido a que se ha alcanzado el nivel de aceite fijado, se tomará de un solo terminal; por lo que se necesitará un (1) contacto.

Los siguientes equipos :

B.10 Termómetro para indicar la temperatura del aceite, que indica la temperatura del aceite en la parte superior del tanque, a través de los contactos móviles que acompañan a la aguja indicadora de la temperatura.

B.11 Relé de imagen térmica, que permite acompañar la evolución de la temperatura del punto caliente de los devanados del transformador.

Los cuales para temperaturas no muy peligrosas envían una señal de alarma, pero la indicación

de funcionamiento de los tres termómetros ó re -
les se tomará de un solo terminal por lo que se
necesitará un (1) contacto.

Para temperaturas peligrosas, el termómetro ó el
relé desconecta el transformador y la indicación
de la señal de orden de disparo de cada termóme-
tro ó relé que corresponde a cada unidad monofá-
sica se tomará de tres terminales diferentes por
lo que se necesitan tres (3) contactos.

B.12 Conmutador de tomas sin carga, el cual dá
una señal de disparo cuando se desea hacer
una conmutación cuando el transformador es
tá bajo carga. Se usará un (1) contacto
que indica que la perturbación ha sucedido
en cualquiera de los tres transformadores
monofásicos.

De acuerdo a lo anterior, para controlar los
equipos de protección y apertura instalados en
la zona del transformador de un centro de trans-
formación 220/60 kV. Se necesitará veintitrés
(23) contactos tal como se indica en el cuadro
Nº 4.5

E Q U I P O		Nº DE CONTACTOS
1.	Interruptor lado 220 kV.	3
2.	Telemando interruptor lado 220 kV.	1
3.	Interruptor lado 60 kV.	1
4.	Telemando interruptor lado 60 kV	1
5.	Relé térmico secundario.	1
6.	Relé secundario de sobrecorriente temporizado.	1
7.	Relé diferencial.	1
8.	Relé buchholz :	
	8.1 Alarma.	1
	8.2 Apertura.	3
9.	Dispositivo indicador de nivel de aceite.	1
10.	Termómetro para indicar la temperatura del aceite :	
	10.1 Alarma.	1
	10.2 Apertura.	3
11.	Relé de imagen térmica :	
	11.1 Alarma.	1
	11.2 Apertura.	3
12.	Conmutador de tomas sin carga.	1
	NUMERO TOTAL DE CONTACTOS NECESARIOS	23

Cuadro Nº 4.5 Contactos necesarios para controlar los equipos de protección y apertura instalados en la zona del transformador de un Centro de Transformación 220/60 kV.

C. Puntos a Controlar en la Zona de Acoplamiento 220 kV de un Centro de Transformación 220/60

kV

En esta zona solo se controlará el funcionamiento del interruptor 220 kV (para el que se necesita 3 contactos) y el funcionamiento por telemando de este mismo interruptor (para el que se necesita 1 contacto).

Por lo tanto para controlar la zona de acoplamiento 220 kV de un centro de transformación 220/60 kV se necesita cuatro (4) contactos .

D. Puntos a Controlar en la zona de Acoplamiento 60 kV de un Centro de Transformación 220/60

kV

En forma similar que en el acoplamiento lado 220 kV; pero con la diferencia que aquí se trata de un interruptor 60 kV, se necesitará dos (2) contactos.

E. Puntos a Controlar en la Línea de Salida 60 kV de un Centro de Transformación 220/60 kV

Una línea de salida en 60 kV, tiene prácticamente los mismos equipos que una salida en 220 kV con la diferencia que no se realiza el recierre monofásico, los interruptores son una sola unidad trifásica y no hay sistema de

transmisión por onda portadora.

Teniendo en cuenta lo anterior y de acuerdo al cuadro N° 4.6, para controlar los equipos de protección y apertura instalados en una línea de salida 60 kV. de un centro de transformación 220/60 kV se necesitará nueve (9) contactos.

E Q U I P O	Nº DE CONTACTOS
1. Relé de distancia :	
1.1 Arranque del relé.	3
1.2 Falla a tierra.	1
1.3 Orden de disparo del relé.	1
1.4 Falta de tensión en el relé.	1
1.5 Caída de tensión en la línea secundaria de tensión .	1
2. Interruptor 60 kV.	1
3. Telemando interruptor 60 kV.	1
NUMERO TOTAL DE CONTACTOS NECESARIOS	9

Cuadro N° 4.6 contactos necesarios para controlar los equipos de protección y apertura en una línea de salida 60 kV de un centro de transformación 220/60 kV.

F. Puntos a Controlar en los Servicios Auxiliares de un Centro de Transformación 220/60 kV.

F.1 Relé de puesta a tierra de baterías, que detecta cuando uno de los polos de las baterías se va a tierra. Se controla a

través de un (1) contacto disponible en el relé de puesta a tierra de baterías.

F.2 Relé mínima tensión corriente alterna, que detecta la disminución hasta un valor límite de la tensión alterna de los circuitos auxiliares. Se controla a través de un (1) contacto disponible en el relé.

F.3 Relé mínima tensión corriente continua, que detecta la disminución hasta un valor límite de la tensión continua. Se controla a través de un (1) contacto disponible en el relé.

De acuerdo a lo anterior, para controlar los servicios auxiliares de un centro de transformación 220/60 kV, se necesitan tres (3) contactos.

Con los números de contactos necesarios para las diferentes zonas de un centro de transformación 220/60 kV, se presenta el cuadro N° 4.7, el que ayudará a definir el número de eventos que puede controlar el registrador de eventos.

Se puede decir que el número de señales o puntos a controlar por el registrador de eventos será de 233 como mínimo.

Zona De / Centro de Transformación	Chavarría	Santa Rosa	San Juan
Línea de Salida 220 kV (Se necesita 13 contactos/ línea)	7 (*) 91	6 78	6 78
Transformador de potencia 220/60 kV (Se necesita 23 contactos/ transformador)	3 69	4 92	1 23
Acoplamiento 220 kV (Se necesita 4 contactos/ acoplamiento)	1 4	1 4	1 4
Acoplamiento 60 kV (Se necesita 2 contactos/ acoplamiento)	1 2	1 2	1 2
Línea de salida 60 kV (Se necesita 9 contactos/ línea)	6 54	6 54	4 36
Servicios auxiliares (Se necesita 3 contactos/ zona)	1 3	1 3	1 3
NUMERO TOTAL DE CONTACTOS REQUERIDOS	223	233	146

Cuadro Nº 4.7 Número de contactos necesarios para controlar cada centro de transformación donde se instalarán los registradores de eventos.

(*)

a
b

a: Número de zonas que existen en cada centro de transformación

b: Número de contactos necesarios para controlar todas las zonas de este tipo de centro de transformación en mención.

2.1.2 Tiempo de Resolución

Se define como el mínimo intervalo de tiempo entre el cambio de estado relativo de dos entradas (eventos) que puede ser detectado por el sistema registrador de eventos.

Este tiempo de resolución es generalmente expresado en milisegundos.

La definición anterior quiere decir por ejemplo: si se controlan dos eventos cualesquiera a través de dos contactos y suponiendo que ambos estén normalmente cerrados (lo mismo se puede decir si están normalmente abiertos o si uno está cerrado y el otro abierto) y en un tiempo t_1 el primer contacto se abre y luego en un tiempo t_2 se abre el otro; la diferencia $t_2 - t_1 = \Delta t$ mínima que el sistema registrador de eventos puede detectar ambos eventos asignándoles a cada uno su tiempo real de ocurrencia, se denomina tiempo de resolución (figura Nº 4.1).

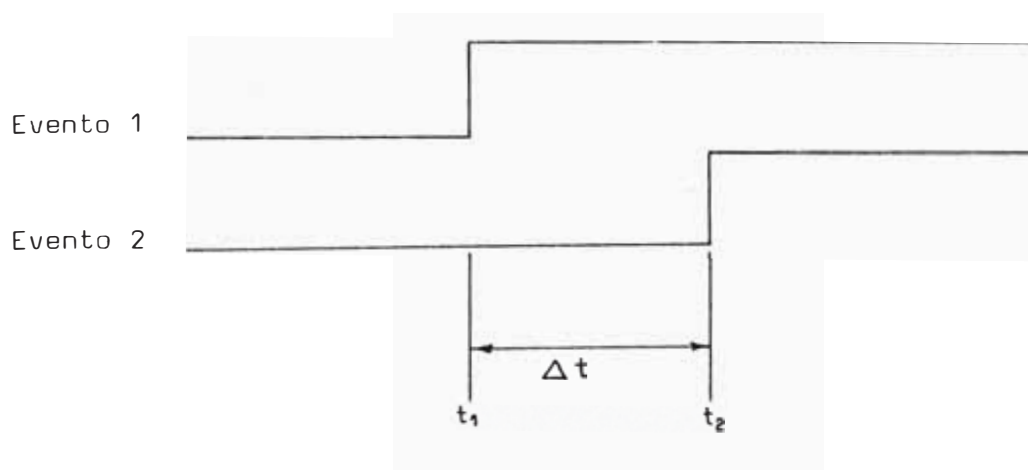


Figura Nº 4.1 Tiempo de Resolución

A fin de definir esta característica técnica para un sistema registrador de eventos (SERS) a ser instalado en ELECTROLIMA, se debe encontrar los eventos que se suceden en el mínimo tiempo a fin de que a todos los que se controle con el SERS, se les pueda dar el tiempo real de ocurrencia. Luego de un análisis de todos los eventos que se está controlando, se encuentra que los eventos críticos a vigilar sucede cuando se dá una orden de apertura ó cierre a los interruptores de 220 kV; debido, a que como en éstos se está controlando a cada polo, entonces también se estará vigilando el tiempo de simultaneidad de los mismos. A fin de vigilar correctamente este tiempo de simultaneidad se tendrá en cuenta lo siguiente :

- Según la Publicación 56.3 IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) - " Disyuntores de Corriente Alterna de Alta Tensión - 3ra. Parte- Diseño y Construcción " la máxima diferencia entre los instantes del contacto definitivo de las piezas de contacto de los polos durante el proceso de conexión y la máxima diferencia entre los instantes de separación de las piezas de contacto de los polos durante el proceso de desconexión, no debe exceder medio ciclo de la frecuencia nominal. Es decir que para el caso de ELECTROLIMA, $\Delta t = \frac{1}{2 (60)} = 8.3 \text{ ms}$.

- Según la Publicación 56 - 4 - 1972 IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) - "Disyuntores de Corriente Alterna de Alta Tensión - 4ta. Parte. Ensayos tipo y de Rutina" pág. 27, exige que la apertura de los polos (para el ensayo de apertura) ó el cierre de los polos (para el ensayo de cierre) deberá ser prácticamente simultánea. Esta condición se considerará como satisfecha si la apertura ó cierre de los contactos del elemento que opera en último lugar sucede a lo máximo $1/4$ del período de la frecuencia nominal después de la apertura ó cierre de los contactos de unidad que opera en primer lugar. Es decir para el caso de ELECTROLIMA

$$\Delta t = \frac{1}{(4)(60)} = 4.17 \text{ ms.}$$

- Según el cuadro Nº 4.8 en la que se presenta el tiempo de simultaneidad de los diferentes interruptores de 220 kV que se tiene instalados en la compañía se observa el tiempo mínimo es 4 ms.

Con los tres puntos anteriores se fija el tiempo de resolución que debe tener el sistema registrador de eventos, esto es menor ó igual a cuatro(4) ms.

FABRICANTE	Agente Aisiente y Extinguidor del arco	Corriente Nominal (A) y Potencia de Cortocircuito (MVA)	Tiempo de Simultaneidad (ms)
BROWN BOVERI - SUIZA	Aire Comprimido	1250 - 5000	5
DELLE ALSTOHM - FRANCIA	Pequeño volumen de aceite	1250 - 5000	5
SIEMENS - ALEMANIA	SF ₆	2000 - 15000	4
MAGRINI GALILEO - ITALIA	SF ₆	1600 - 13500	5

Cuadro Nº 4.8 Tiempo de simultaneidad de interruptores 220 kV instalados en ELECTROLIMA

2.2 Características Técnicas de los Medios de Medición para el Registro de Perturbaciones

Al igual que los registradores de eventos, ha de estar en relación directa a las instalaciones donde se colocarán estos medios de medición.

Las características a fijar son las siguientes :

2.2.1 Número de Canales analógicos; que es el número de magnitudes analógicas del que se podrá vigilar y obtener un registro de ellos en función del tiempo.

Para fijar esta característica técnica se tendrá en cuenta que:

- Uno de los objetivos, entre otros, por el que se instalarán estos medios de medición es poder realizar el comportamiento de la protección así como también poder "observar" la evolución de la falla a través del tiempo.
- Con este tipo de medios de medición, tal como se indicó anteriormente, se piensa poder registrar solo las llamadas "perturbaciones momentáneas" en las que están comprendidos los diferentes tipos de cortocircuito.
- En las líneas donde se instalarán los osciloperturbógrafos, la protección es a través de relés de distancia, el que para su funcionamiento correcto, requiere entre otros aspectos, que sus órganos de arranque detectan el tipo de falla y

las fases afectadas; tal como se indica en el punto 2.1.1. A.1) del presente capítulo.

- Del cuadro N° 4.9, en la que se tiene los valores de las diferentes tensiones y corrientes que se presentan en los tipos de cortocircuitos más importantes, se puede observar que; las tensiones y corrientes en las fases pueden tomar diferentes valores según sea el tipo de cortocircuito que se presenta y según sean los conductores afectados en el mismo .

Con todo lo anterior se concluye que un análisis serio de la protección no puede ser efectuado sin disponer de los registros simultáneos de las ocho (8) magnitudes presentadas en el cuadro N° 4.9 . Lo anterior está desarrollado solo para una terna y como en la red de ELECTROLIMA, tal como se observa en el plano N° 4.5 se ha de vigilar en la mayoría como mínimo dos (2) ternas en cada instalación; el osciloperturbógrafo debe de tener como mínimo una capacidad para dieciseis (16) canales analógicos.

MAGNITUD TIPO DE CORTOCIRCUITO	UR	US	UT	Uo	IR	IS	IR	Io
TRIPOLAR	0	0	0	0	$\frac{E_Y}{-j}$	$a^2 \frac{E_Y}{Z_1}$	$a \frac{E_Y}{Z_1}$	0
BIPOLAR SIN CONTACTO A TIERRA	$\frac{Z_2}{Z_1+Z_2} E_Y$	$-\frac{Z_2}{Z_1+Z_2} E_Y$	$-\frac{Z_2}{Z_1+Z_2} E_Y$	0	0	$-j \frac{\sqrt{3} E_Y}{Z_1+Z_2}$	$j \frac{\sqrt{3} E_Y}{Z_1+Z_2}$	0
BIPOLAR CON CONTACTO A TIERRA	$\frac{3E_Y Z_2 Z_0}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}$	0	0	$\frac{E_Y Z_2 Z_0}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}$	0	$\frac{-j\sqrt{3} E_Y [(1+a^2)Z_2+Z_0]}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}$	$\frac{j\sqrt{3} E_Y [(1+a^2)Z_2+Z_0]}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}$	$\frac{-E_Y Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}$
UNIPOLAR A TIERRA	0	$E_Y \left(a^2 \frac{Z_0 + a^2 Z_1 + a Z_2}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \right)$	$E_Y \left(a \frac{Z_0 + a Z_1 + a^2 Z_2}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \right)$	$-\frac{Z_0 E_Y}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	$\frac{3E_Y}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	0	0	$\frac{E_Y}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$

E_Y : Fuerza electromotriz del sistema trifásico (tensión de fase)

Z_1 : Impedancia directa.

Z_2 : Impedancia inversa.

Z_0 : Impedancia homopolar.

a : Operador que equivale a un giro de un vector en $+120^\circ$.

a^2 : Operador que equivale a un giro de un vector en $+240^\circ$.

Cuadro N° 4.9 VALORES DE TENSIONES Y CORRIENTES EN CONDICIONES DE CORTOCIRCUITO.

2.2.2 Número de Canales para el registro de eventos, que es el número de eventos que se podrá vigilar y obtener un registro del estado de posición de ellos en función del tiempo.

A fin de tener una correlación entre las magnitudes analógicas y los eventos que se registran en un osciloperturbógrafo, es necesario vigilar a través de este último, todos los eventos que estén involucrados en la línea cuyas magnitudes analógicas se está vigilando.

Para el caso de ELECTROLIMA, según el cuadro N° 4.4 se necesitará 13 contactos/línea y como se va a vigilar dos (2) líneas; entonces el número de eventos a vigilar con el osciloperturbógrafo será como mínimo veintiseis (26) contactos.

2.2.3 Tiempo de registro, que es el tiempo que el dispositivo de registro funcionará al presentarse una perturbación en el sistema. El tiempo de registro comprende a: el tiempo de memoria y la temporización.

2.2.3.1 Tiempo de Memoria

El objeto de la memoria es el de retrasar el valor de la primera perturbación y con él todos los valores de medición captados. Para fijar este valor se debe de tener en cuenta :

Tiempo de respuesta de los módulos disparadores.

- Tiempo de arranque del registrador.
- Tiempo de registro del número de fases sanas necesario para realizar un análisis de la perturbación.

A. Tiempo de respuesta de los módulos disparadores, que es el tiempo que demora el módulo disparador desde que recibe la señal de entrada hasta que dé la orden de impresión al dispositivo de registro cuando detecta una perturbación en el sistema. Este tiempo varía de acuerdo a la lógica en los circuitos que utiliza el fabricante. A fin de especificarlo en forma general, presentamos los cuadros N^{os} 4.10, 4.11 y 4.12 en la que se muestra los tiempos mencionados que corresponden a diferentes módulos disparadores de diversos fabricantes de estos medios de medición.

De estas tablas se observa que el máximo tiempo de respuesta se presenta en el equipo de la firma Hathaway para un arranque debido a la oscilación de la corriente y la tensión que alcanza un

valor de 4.98 ciclos, por lo que para el tiempo de respuesta de los módulos disparadores se considera cinco (5) ciclos.

Módulo Disparador	Tiempo de Respuesta (ms)	Tiempo de Respuesta en Ciclos (f = 60 Hz)
De sobrecorriente	5	0.3
De sobretensión	5	0.3
De mínima tensión	12	0.72
De oscilación de corriente ó tensión	83	4.98
De frecuencia	50	3
De secuencia negativa	7	0.42
De marcaje de eventos	2	0.12

Cuadro Nº 4.10 Tiempo de respuesta de los módulos disparadores del equipo de marca HATHAWAY.

Módulo Disparador	Tiempo de Respuesta (ms)	Tiempo de Respuesta en Ciclos (f = 60 Hz)
De sobrecorriente	1	0.06
De sobretensión	1	0.06
De mínima tensión	22	1.32
De valor mínimo ó máximo de corriente continua	1	0.06
De marcaje de sucesos	5	0.3

Cuadro Nº 4.11 Tiempo de respuesta de los módulos disparadores del equipo de marca SIEMENS.

Módulo Disparador	Tiempo de Respuesta (ms)	Tiempo de Respuesta en Ciclos (f = 60 Hz)
De Umbral	8.3	0.5
De variación de amplitud	8.3	0.5
De frecuencia	16.7	1

Cuadro Nº 4.12: Tiempo de respuesta de los módulos disparadores del equipo de marca THOMPSON - CSF.

B. Tiempo de arranque del registrador

Al igual que al tiempo de respuesta de los módulos disparadores, depende del diseño del fabricante. En el cuadro Nº 4.13 se muestra los tiempos de arranque de fabricantes de estos equipos, para que sirva de referencia.

Fabricante	Tiempo de Arranque (ms)	Tiempo de Arranque en Ciclos (f = 60 Hz)
HATHAWAY	4	0.24
SIEMENS	220	13.2
THOMPSON-CSF	50	3.0

Cuadro Nº 4.13: Tiempos de arranque de registradores.

De lo anterior se considerará un tiempo de arranque de quince (15) ci - clos.

C. Tiempo de registro del número de fases sanas necesarios para realizar un análisis de la perturbación.

A fin de realizar un análisis correcto de una perturbación, es suficiente contar con el registro de dos (2) ciclos de funcionamiento del estado normal de las magnitudes vigiladas.

Con los valores de los diferentes tiempos que se tiene, el tiempo de memoria mínimo que debe de poseer el osciloperturbógrafo es de $5 + 15 + 2 = 22$ ciclos, pero con el fin de tener un cierto tiempo como factor de seguridad, se especificará que el tiempo de memoria debe de ser mayor ó igual a 25 ciclos (417 ms para una frecuencia de 60 Hz).

2.2.3.2 Temporización, tiene por objeto limitar el tiempo de desenrollamiento del papel. La temporización determina la duración del registro después de iniciarse la perturbación ó después del fin de la perturbación. Existen diversos tipos de temporización, de los cuales los más conocidos se describirá a continuación con ayuda de la figura N° 4.2.

a) Temporización tipo A

Este tipo de temporización pone en mar

m = Memoria
 T = Tiempo para fijar el fin de registro.

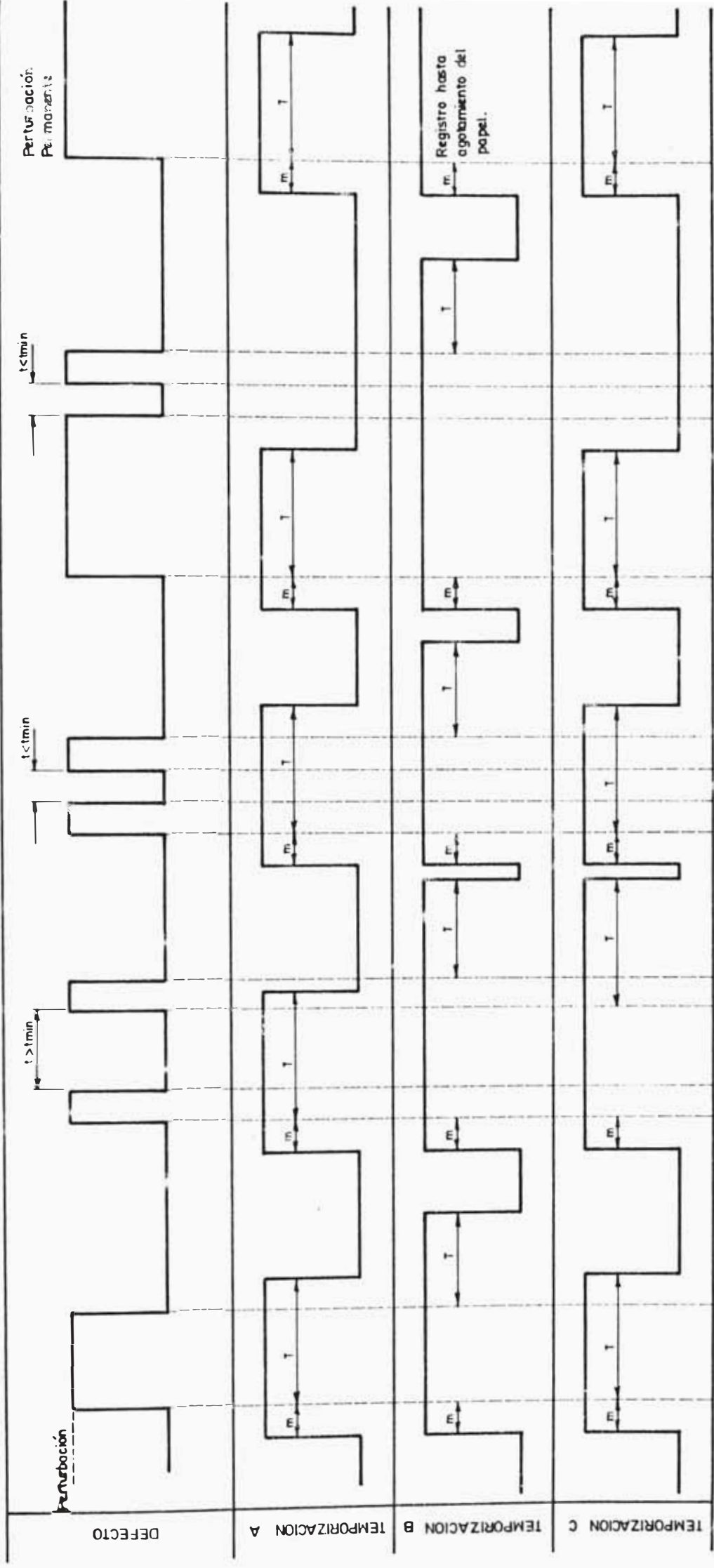


Figura Nº 4.2 TIPOS DE TEMPORIZACION

cha el dispositivo de inscripción al momento que se inicia la perturbación por un determinado tiempo (T) que puede ser regulado; cualquiera que sea la duración de dicha perturbación.

Para que el equipo pueda realizar un nuevo registro, la perturbación debe de ser interrumpida por un tiempo (t_{\min}), después del fin de la perturbación.

b) Temporización tipo B

Este tipo de temporización pone en marcha el dispositivo de inscripción al momento que se inicia la perturbación; hasta un período de tiempo (T) fijo ó regulable que es contado después que la perturbación ha concluído. Si una serie de perturbaciones se suceden, el registro se parará luego que hubiera transcurrido el tiempo (T) después que la última perturbación ha desaparecido.

c) Temporización tipo C

Este tipo de temporización pone en marcha el dispositivo de inscripción al momento que se inicia la perturbación por un período de tiempo (T) fijo ó regulable que es contado después del ini-

cio de la perturbación.

Si una serie de perturbaciones se suceden, el registro solo se parará des - pués de transcurrido el tiempo (T) pos - terior al inicio de la última perturba - ción, a condición que estén espaciados más de un tiempo ($t_{min.}$).

Con la descripción de cada uno de los ti - pos de temporizaciones, se puede decir :

- En el tipo de temporización B, cuando sucede una perturbación permanente(que no es nuestro objetivo registrar), el registro se realiza sin interrupción hasta el agotamiento del papel lo cual sería una desventaja para nuestro equipo. El uso de este tipo de temporiza - ción, es recomendable para el registro de perturbaciones permanentes.
- El tipo de temporización C, sería mas versátil que el A si se conociera el tiempo t_{min} que se presentaría en el sistema eléctrico de la compañía, lo cual es desconocido.
- Por lo anterior se especificará para el osciloperturbógrafo, un tipo de tempori - zación similar al tipo A. El tiempo (T) se pedirá regulable y que sea mayor ó igual a 30 seg. Este último valor de

30 seg. en razón a que es el límite superior para el que varios fabricantes diseñan sus equipos y que según varios criterios es la duración de las perturbaciones, para ser consideradas como momentáneas.

2.2.4 Valor nominal límite de la frecuencia de respuesta,

que se define como el valor límite superior de la frecuencia de respuesta (en Hz) en la que el valor pico registrado de una magnitud que varía sinusoidalmente no difiere más de 10 % del valor de pico exacto (1).

Los fenómenos en los que se presentan las frecuencias altas son mayormente en las tensiones de restablecimiento.

Por ejemplo; en las tensiones de restablecimiento transitorias resultantes de la apertura de corrientes de cortocircuito las formas de onda dependen de dos factores principales: de los parámetros característicos del circuito (inductancia, capacitancia, resistencia, etc.) y de las características propias de los interruptores (tensión de arco, conductividad posterior al arco, capacitores y resistores colocados en el interruptor, etc)⁽²⁾. Es por ese motivo que estas frecuencias son halladas experimentalmente, sobre el cual se han efectuado muchos estudios. En la IEC - Publicación 56 ⁽²⁾,

se indica que en sistemas de alta y muy alta tensión, frecuencias abajo de 500 Hz son muy comunes para las tensiones de restablecimiento, pero también en otros estudios realizados se ha llegado a tener frecuencias hasta de 1000 Hz ⁽³⁾

Para el osciloperturbógrafo se va a fijar una frecuencia de respuesta mayor ó igual a 1000 Hz.

2.2.5 Fuente de Alimentación Auxiliar

En las instalaciones donde serán colocados estos medios de medición, existe alimentación auxiliar tanto en corriente alterna como en corriente continua. La alimentación auxiliar en corriente alterna, se obtiene de la misma red, mientras que la de corriente continua se obtiene de un banco de baterías.

Como es de esperar, que cuando sucede una perturbación que implique corte de energía, la alimentación auxiliar en C.A. desaparecerá y si el medio de medición está conectado a ella no podrá registrar dicha perturbación, por lo que para mayor seguridad se optará por un medio de medición que utilice alimentación auxiliar en c.c. y a 125 Vc.c. , que es el valor normalizado que tiene la compañía.

2.2.6 Corrientes máximas de Servicio Continuo a registrar

Las corrientes eficaces máximas de servicio continuo que se podrán registrar, de acuerdo a las características de los materiales y equipos instalados en las líneas en los lugares donde serán colocados los Registradores de Perturbaciones son :

- Para el nivel de 220 kV se tiene valores comprendidos entre 720 A y 990 A.
- Para el nivel de 60 kV se tiene valores comprendidos entre 270 A y 540 A.

2.2.7 Corrientes Máximas y Mínimas de Falla a registrar

Con las proyecciones del sistema eléctrico para los años 1986, 1995 y 2000, se espera tener los siguientes valores eficaces de la corriente de falla (4):

- Corriente mínima de falla en 220 kV : 5 KA
- Corriente máxima de falla en 220 kV : 36 KA
- Corriente mínima de falla en 60 kV : 1 KA
- Corriente máxima de falla en 60 kV : 47 KA

2.2.8 Características Principales de los Transformadores de Medida

Como es natural, los Registradores de Perturbaciones no podrán ser conectados directamente a la red, sino a través de los transformadores de tensión y de corriente.

Las características principales de los transformadores⁽⁵⁾ de medida instalados en la red de 220 kV y 60 kV están indicados en el cuadro Nº 4.14.

Tensión (kV)	Transformador de Tensión		Transformador de Corriente		
	Relación de Transformación (kV)	Clase de Precisión	Relación de Transformación (A)	Clase de Precisión del Núcleo de Protección	
220	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0.200}{\sqrt{3}}$	0.2	300 - 600	10 P 20	
			$\frac{1}{1}$		
			1000	10 P 20	
			$\frac{1}{1-1}$		
60	$\frac{60}{\sqrt{3}} / \frac{0.100}{\sqrt{3}}$	0.5	300 - 600	5 P 20	
			$\frac{1}{1}$		

Cuadro Nº 4.14 Características de los transformadores de medida instalados en la red de 220 kV y 60 kV.

2.2.9 Tipo de Registrador conveniente para ELECTROLIMA

De los tipos de registradores de perturbaciones comercialmente disponibles en el mercado que están descritos en el capítulo 2, los de registro por tinta con los que menos se adaptarían a las necesidades de ELECTROLIMA por las siguientes razones :

- No posee una buena respuesta transitoria, debido a que la frecuencia límite de respuesta es mucho menor a los 1000 Hz solicitados.
- Por ser de un tipo electromecánico, exige un mantenimiento frecuente.

- Después de un tiempo de uso; la tinta ocasiona problemas en los diversos componentes en que entra en contacto, además de que también debe de ser de un tipo especial.

Los inconvenientes anteriores han sido superados ampliamente por los oscilografos de rayo luminoso y de registro magnético. Por lo tanto, cualquiera de estos últimos tipos pueden ser instalados en ELECTROLIMA desde el punto de vista de los requerimientos técnicos.

- (1) Publicación 258 - IEC - " Direct Recording Electrical Measuring Instruments and their Accesories ".
- (2) Publicación 56 - 4A IEC- "High voltage Alternating-Current Circuit Breakers"
- (3) Hathaway-"The Hathaway SD-430 is superior to the oscillograph".
- (4) Según el estudio "Cálculos de Cortocircuito Monofásicos y Trifásicos en el Sistema de ELECTROLIMA para los años 1986, 1995 y 2000" - Servicio de Planeamiento Eléctrico - ELECTROLIMA - 1982
- (5) Las características están indicadas según la Publicación 185 : "Current Transformers" y la Publicación 186 : "Voltage Transformers"; que son normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (C.E.I.)

ANALISIS ECONOMICO

A fin de justificar económicamente la instalación de los Oscilógrafos y los Sistemas Registradores de Eventos se comparará: el ahorro que representaría el empleo de los Sistemas Registradores de Eventos y Oscilógrafos con el costo que involucra la adquisición é instalación de dichos equipos.

1. Costo de Instalación de los Sistemas Registradores de Eventos y de los Medios de Medición Utilizados para el Registro de Perturbaciones

Para instalar estos equipos en la red de ELECTROLIMA, sera necesario realizar trabajos tanto civiles como electromecánicos, que se describen a continuación:

1.1 Obras Civiles

Dentro de las obras civiles se contemplará la construcción de ambientes en cada uno de los centros de transformación 220/60 kV Barsi, Balnearios, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, San Juan así como la habilitación de paneles en las Centrales Hidroeléctricas de Matucana y de Huinco.

1.2 Obras Electromecánicas

Se deberá llevar a cabo el cableado de todas las señales a controlar por los medios de medición y sistemas registradores así como las fuentes de tensión necesarias para que estos equipos puedan funcionar.

También de acuerdo a recomendaciones de los fabricantes ,

los equipos deben de funcionar en las siguientes condiciones de temperatura y de humedad relativa :

Equipo \ Condiciones Ambientales	Temperatura de Operación (°C)	Humedad Relativa (%)
Sistema Registrador de Eventos .	0 a + 55	Hasta 80 %
Registrador de Perturbaciones.	Hasta + 60	Hasta 80 %

Tabla 5.1

Como las condiciones ambientales, en lo concerniente a la humedad relativa, que se tienen en la ciudad de Lima, son mayores que las que se indican en la Tabla 5.1, se instalarán equipos de aire acondicionado en los siguientes lugares : Barsi, Balnearios, San Juan, Chavarría y Santa Rosa.

1.3 Teniendo en cuenta el costo de las obras mencionadas, el costo de los equipos, etc. que están indicados en la Tabla Nº 5.2, se tiene, que el costo de instalación de los sistemas registradores de eventos y de los medios de medición utilizados para el registro de perturbaciones representará para la empresa, un costo total de US \$ 795,493.75.

2. Ahorro que representaría el empleo de los Sistemas Registradores de Eventos y Oscilógrafos

DESCRIPCION	U N I D A D	C A N T I D A D	MATERIALES (US\$)	TRANSPORTE	
				Y MONTAJE (US\$)	SUB-TOTAL (US\$)
1. Obras Civiles	Gb.	-	28,270	2,830	31,100
2. Obras Electromecánicas					
2.1. Ambiente de Aire Acondicionado	uu.	5	9,730	770	10,500
2.2. Sistema Registrador de Eventos	uu.	3	107,870	8,180	116,050
2.3. Registrador de Perturbaciones	uu.	10	533,490	15,970	549,460
TOTAL PARCIAL			679,360	27,750	707,110
Imprevistos ⁽¹⁾ 5 %			33,968	1,387.5	35,355.50
Contribucion General a los Gastos 7.5 % ⁽²⁾			50,952	2,081.25	53,033.25
TOTAL GENERAL			764,280	31,218.75	795,498.75

TABLA N° 5.2

2.1 Ahorro a Nivel de ELECTROLIMA

El monto se calculará evaluando el ahorro que representaría para ELECTROLIMA en cuanto a pérdidas a causa de las perturbaciones que pueden ser evitadas ó que los daños que resulten sean cobrados cuando los causantes sean ajenos a la Compañía con la ayuda de los Sistemas Registradores de Eventos y Oscilógrafos.

Se evaluará a partir de los datos estadísticos de perturbaciones en el sistema en los niveles de 60 kV y 220 kV (en los lugares de instalación de estos equipos) para los años de 1979, 1980, 1981, 1982 y 1983.

En el apéndice A se presentan estos datos estadísticos, junto con la evaluación económica en lo que concierne a energía dejada de vender y daños en equipos de la instalación debida a cada perturbación, obteniendo luego el total anual.

Sobre los valores que aparecen en las tablas del apéndice A es necesario hacer las siguientes indicaciones :

- Del total de los datos estadísticos de perturbaciones, se ha seleccionado solo a aquellas cuyas causas están englobadas⁽³⁾ de la siguiente manera :

E - 1 : Propias de la red, errores de operación (maniobras indebidas) - Debido a que los equipos facilitan una prueba imparcial para el deslinde de la causa primaria de ocurrencia de una perturbación, especialmente en los puntos de interconexión entre compañías.

- E - 2 : Propias de la red, protección (operación inadecuada, falla de mantenimiento) - Debido a que con los equipos se cumple con las funciones A y C indicadas en la introducción.
- E - 3 : Propias de la red, equipos, materiales, accesorios (envejecimiento, exceso de uso, defectos, fallas, explosiones, etc.). Debido a que con los registradores se puede llevar una estadística de la frecuencia y cantidad de operaciones (especialmente en condiciones de operación anormales) de un equipo; a fin de que en el momento oportuno se efectúe el mantenimiento ó reemplazo del mismo.
- G - 1 : Otros, no determinados. Debido a que con los equipos se cumple con las funciones A, B y C indicadas en la introducción.
- La metodología para el cálculo del ahorro en energía que puede ser vendida si es que no suceden las perturbaciones mencionadas es el siguiente :
- a. En el apéndice B, se tiene una tabla que nos muestra la distribución de la energía por zonas de la empresa y por sectores de consumo principales como son industrial, comercial y residencial.
 - b. Un promedio ponderado de la tarifa de energía por sectores de consumo es :

- Industrial : 0.035 US \$/ kwh.
- Comercial : 0.100 US \$/ kwh.
- Doméstico : 0.026 US \$/ kwh.

c. Por ejemplo, para la perturbación del 06/Mayo/1979 que figura en el apéndice A, en el que se perdieron 1.2 Mwh. La zona donde ocurrió la perturbación pertenece al Centro de Transformación Santa Rosa 30, por lo que con ayuda de la tabla del apéndice B y de lo mencionado anteriormente en b; el costo de energía perdida sería :

$$\frac{10.4}{34.8} \times (1200 \text{ kwh.}) \times 0.035 \frac{\text{US\$}}{\text{kwh}} + \frac{4.4}{34.8} \times (1200 \text{ kwh.}) \times \frac{0.100 \text{ US\$}}{\text{kwh}} + \frac{20}{34.8} \times (1200 \text{ kwh}) \times 0.026 \frac{\text{US\$}}{\text{kwh}} = 45.7 \text{ US \$}$$

En la tabla del apéndice A se ha redondeado; en este caso sería US \$ 46.

En la siguiente tabla N° 5.3 se presenta un resumen de los datos estadísticos del apéndice A.

Año	Tipo de Ahorro	Ahorro en Energía US \$	Ahorro en Equipos Dañados US \$	Ahorro Total Anual US \$
1979		43,533	-	43,533
1980		33,954	50,800	84,754
1981		50,119	6,750	56,869
1982		75,695	2,200	77,895
1983		48,566	195,600	244,166

Tabla Nº 5.3

Para fines de la evaluación económica, no consideraremos la perturbación del 16/Nov./1983, por ser un caso muy excepcional; por lo cual se tendría la siguiente tabla 5.4.

Año	Ahorro Total Anual US \$
1979	43,533
1980	84,754
1981	56,869
1982	77,895
1983	106,474

Tabla Nº 5.4

2.2 Ahorro a nivel Usuario

Desde el punto de vista del usuario, el ahorro que este obtendría por la disponibilidad de energía (debido a que si no lo tendría, se vería obligado a utilizar otra fuente de

energía más cara, hacer funcionar en forma parcial a su planta, pérdidas de materias primas por procesos industriales no terminados, etc.) en las perturbaciones indicadas en el apéndice A, se puede calcular en forma parecida al punto 2.1 anterior, teniendo presente que :

- No se considera la perturbación del 16/Nov./1983.
- No se tiene en cuenta las perturbaciones del tipo E-1, ni el ahorro en equipos dañados.
- Los costos que tiene cada grupo de consumo por la no disponibilidad de energía eléctrica⁽⁴⁾ son :
 - . Industrial - 2.02 US\$/kwh.
 - . Comercial - 0.68 US\$/kwh.
 - . Doméstico = 1.35 US\$/kwh.

Efectuando la evaluación respectiva se tiene los resultados anuales en la tabla 5.5.

Año	Ahorro Anual a Nivel Usuario US\$
1979	382,353
1980	1'097,699
1981	1'660,724
1982	2'420,303
1983	1'770,260

Tabla Nº 5.5

3. Evaluación Económica

3.1 Evaluación Económica a Nivel ELECTROLIMA

Se va a comparar dos alternativas en base a la relación beneficio/costo.

Alternativa 1 : Instalar los Sistemas Registradores de Eventos y los Osciloperturbógrafos; para el que existen los siguientes beneficios y costos :

- El beneficio sería el ahorro que representaría para ELECTROLIMA (evaluado como en 2.1 del presente Capítulo) y cuyo valor anual para el presente análisis será igual al valor medio de los 5 años indicados en tabla 5.4, es decir ;

$$43,533 + 84,754 + 56,869 + 77,895 + 106,474 -$$

5

$$73,905 \text{ US\$}$$

- El costo sería el costo de instalación de los equipos (evaluado en 1 del presente capítulo) y cuyo valor presente es de 795,498.75 US\$.

Alternativa 2 : "No hacer nada"; para el que existen los siguientes beneficios y costos :

- Como beneficio sería cero.
- Como costo se tendrían las pérdidas de energía y equipos (indicadas en 2.1 del presente capítulo). Es decir el costo sería en valor igual al beneficio para la alternativa 1, ó sea 73,905 US\$ anuales.

La vida útil de equipos eléctricos parecidos es de 15 años sin ningún valor de salvamento; por lo que el análisis

sis, se realizará para un periodo igual.

El interés a considerar será de 11 % ⁽⁵⁾.

Con los datos anteriores se tiene los diagramas de flujo de caja para las alternativas 1 y 2 ⁽⁶⁾ (Fig. 5.1).

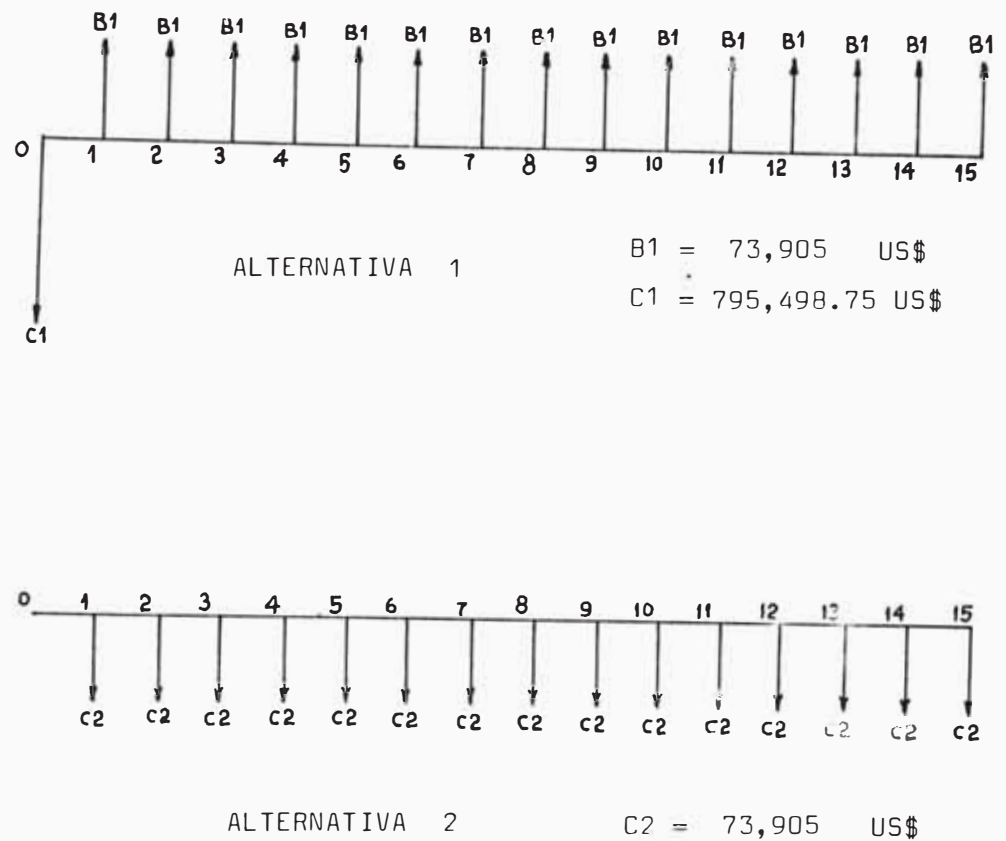


FIG. 5.1 DIAGRAMAS DE FLUJO DE CAJA PARA LA ALTERNATIVA 1 Y ALTERNATIVA 2.

Todas las cantidades las llevaremos al valor presente de la siguiente manera :

$$VP_{B1} = VP_{C2} = 73,905 \left[\frac{(1 + 0.11)^{15} - 1}{0.11 (1 + 0.11)^{15}} \right] = 531,441.2 \text{ US\$}$$

Con lo que se tiene la siguiente tabla 5.6 y Fig. 5.2.

	Alternativa 1	Alternativa 2
Beneficio	531,441.2	-
Costo	795,498.75	531,441.2

Tabla Nº 5.6 : Beneficios y Costos en Valor presente para la Alternativa 1 y Alternativa 2.

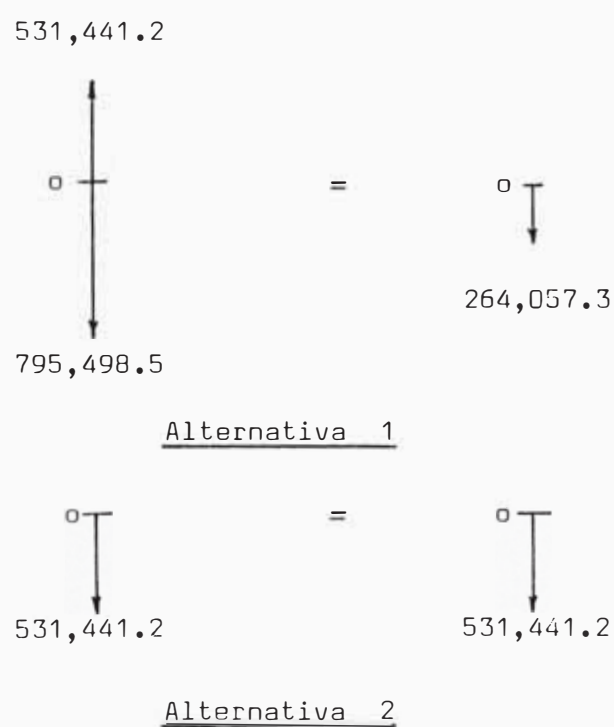


Figura Nº 5.2 : Diagramas de Flujo de caja en valor presente de la Alternativa 1 y la Alternativa 2.

Efectuando el análisis beneficio/costo (B/C):

- El beneficio (B) de la alternativa 1 sobre la alternativa 2 (es decir si se escoge la alternativa 1 en lugar de la alternativa 2) es $531,441.2 - 0 = 531,441.2$ US \$.
- Los costos asociados con estos beneficios están representados por la diferencia entre los valores pre-

sentos de los costos de las alternativas 1 y 2. De esta manera,

$$C = C1 - VP_{C2} = 795,498.5 - 531,441.2 = 264,057.3 \text{ US\$}$$

- La relación B/C será :

$$B/C = \frac{531,441.2}{264,057.3} = 2.01$$

Como la relación $B/C > 1$, significa que los beneficios adicionales de la alternativa de mayor costo justifican este alto costo. Por lo tanto, se justifica la instalación de los Sistemas Registradores de Eventos y Osciloperturbógrafos en el sistema de ELECTROLIMA.

3.2 Evaluación Económica desde el punto de vista del Usuario

Se evaluará con el método de valor presente; teniendo como proyecto único la instalación de los Sistemas Registradores de Eventos y los Osciloperturbógrafos.

El beneficio que se tendría es el ahorro que representaría para el usuario (evaluado como en 2.2 del presente capítulo) y cuyo valor anual para el presente análisis será igual al valor medio de los 5 años indicados en la tabla N° 5.5, es decir :

$$\frac{382,353 + 1'097,699 + 1'660,724 + 2'420,303 + 1'770,260}{5} =$$

5

$$1'466,267.8 \text{ US \$}$$

El costo inicial, sería el costo de instalación de los equipos y cuyo valor presente es 795,498.75 US \$.

La vida útil y el interés a considerar será el mismo que

el considerado en 3.1.

Con los datos anteriores se tiene el siguiente diagrama de flujo de caja:

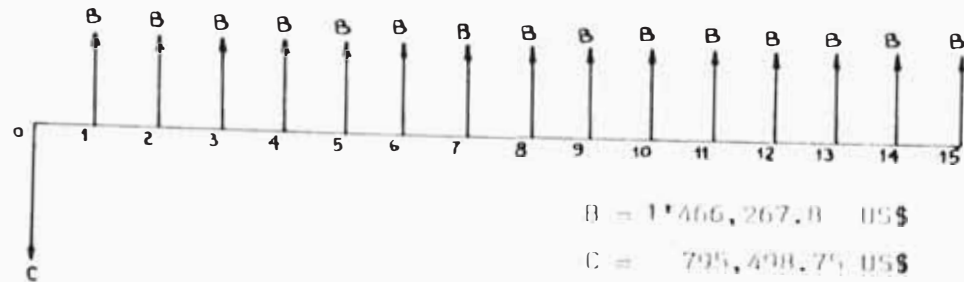


FIGURA 5.3

El valor presente del proyecto es :

$$VP = 1'466,267.8 \left[\frac{(1 + 0.11)^{15} - 1}{0.11 (1 + 0.11)^{15}} \right] - 795,498.75$$

$$VP = 1'740,241.8 \text{ US \$}$$

Como $VP > 0$ esto implica una ganancia neta mayor que la tasa de retorno establecida por lo que el proyecto desde el punto de vista del usuario es justificado.

3.3 Consideraciones Adicionales

- Al efectuar la evaluación económica a nivel ELECTROLI
MA en 3.1, se supuso que el 100% de perturbaciones co
mo las del apéndice A van a ser evitadas, que como es natural es imposible llegar a este caso ideal. Por lo que se va a determinar el porcentaje mínimo de ahorro medio anual (% M) que debe tenerse para justificar la instalación de los equipos.

Esta condición se da cuando la relación $B/C = 1$

$$\frac{(M) VP_{B1} - 0}{C1 - VP_{C2}} = 1$$

$$(M) (531,441.2) = 264,057.3$$

$$M = 0.4969$$

$$\% M = 49.69\%$$

- También se puede determinar; cual es la inversión máxima posible a realizarse. Para esto se puede suponer que cuando se efectúa la inversión máxima, se tendría que $\% M = 100\%$

Para esto con $\% M = 100\%$ y la relación $B/C = 1$ se determinará cual será el nuevo valor de C_1 máx.

$$\frac{(M) VP_{B1} - 0}{C_1 \text{ máx.} - VP_{C2}} = 1$$

$$(1) (531,441.2) = C_1 \text{ máx.} - 531,441.2$$

$$C_1 \text{ máx.} = 1'062,882.4 \text{ US } \$$$

Esto significa que el monto máximo teórico a invertir en la compañía para equipos de este tipo sería 1'062,882.4 US \$.

- (1) Imprevistos se aplica este porcentaje debido a que el presupuesto no está ejecutado en precios unitarios sino a suma - alzada y el valor de 5 % es el máximo aceptado por el Ministerio de Energía y Minas.
- (2) Contribución General a los Gastos, tiene en cuenta todos los gastos generales (mensajero, secretaria, papel, etc.) que se derivan en la ejecución del proyecto y el valor de 7.5 % en el caso de las empresas como ELECTROLIMA están fijadas - por ley.

- (3) Para indicar el tipo de causa se ha tenido en cuenta la clasificación utilizada por las empresas de suministro eléctrico, incluyendo la del Perú, en el ámbito de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER).
- (4) Estos costos fueron determinados en el " Estudio de la Topología " ejecutado por el Servicio de Planeamiento de ELECTRO LIMA.
- (5) Es el interés considerado por ELECTROLIMA para evaluación de Proyectos de Inversión cuando se utiliza el financiamiento por el Banco Mundial.
- (6) Se utiliza una flecha hacia arriba para indicar flujo de caja positivo y una flecha hacia abajo para indicar flujo de caja negativo.

CONCLUSIONES

1. Se ha estudiado la factibilidad técnica-económica de instalar los Registradores de Perturbaciones y los Sistemas Registradores de Eventos en el sistema eléctrico de ELECTROLIMA, llegándose a la conclusión de que es factible desde ambos puntos de vista.
2. Desde el punto de vista de los requerimientos técnicos por el sistema eléctrico de ELECTROLIMA, se recomienda que el Registrador de Perturbaciones sea de tipo luminoso ó de tipo magnético y que el Sistema Registrador de Eventos sea el Sistema Registrador de Eventos Secuenciales (SERS).
3. Para justificar económicamente la instalación de los equipos solo es necesario llegar a alcanzar a prevenir en costo el 49.69 % del promedio histórico de las perturbaciones existentes en el sistema.
4. Asimismo, se ha determinado que la inversión máxima a tenerse en este tipo de equipos para ELECTROLIMA es de 1'062,882.40 US\$ y como en esta primera etapa se tiene una inversión de 795,498.75 US\$, restarían 267,383.65 US\$ para ser invertidos en etapas posteriores como por ejemplo instalar los Sistemas Registradores de Eventos en las centrales de generación.
5. De acuerdo a las perturbaciones que se presentan en el sistema y de los registros que se obtengan con los Registradores de Perturbaciones y con los Sistemas Registradores de Eventos, se deben de definir para el sistema eléctrico de ELECTROLIMA la duración de cada tipo de perturbación (instantánea, momentánea y sostenida) y con esto mejorar las especificaciones técnicas para la adquisición futura de estos tipos de equipos.

6. Se recomienda a ELECTROLIMA, que con la instalación de estos equipos optimize la forma de realizar el reporte de una perturbación y asimismo mejore en forma continua la clasificación de las perturbaciones de acuerdo al origen de las mismas.

B I B L I O G R A F I A

1. Paul Baur, "Event Recorders Help Diagnose, Document and Troubleshoot Control - System Problems", Power, Vol.127 Nº 2, pág. 69 - 71, February 1983.
2. Dranetz Engineering Laboratories Incorporated, "Operator's Manual and Service Manual of Sequence of Events Recorder-System 22", New Jersey, U.S.A., 1979.
3. IEEE Standard 549 - 1975, "Sequential Events Recording Systems".
4. C.F. Kneeburg, H.M. Jiménez, "Survey Report on the Use of Sequential Events Recording Systems in the Electric Utility Industry", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 94, Nº 3, May/June 1975.
5. Rochester Instrument Systems, "Sequential Events Recorders 2800", New York, U.S.A., 1981.
6. Hathaway Instruments INC, "Model 5880 C Sequential Events Recording System", Product Bulletin 11 - 110, Denver, Colorado, U.S.A., March 1980.
7. Siemens Aktiengesellschaft, "Oscillostore E - Sequential Event Recorder with Memory and Printer for Monitoring of Binary Signals giving the Exact time of their Occurrence", Product Bulletin 4762 WS 10792, Federal Republic of Germany.
8. Brown Boveri & Company Ltd., "Sequential Event Recorder-INDACTIC 42", Publication Nº CH-E 30573.1 E, Baden/Switzerland.
9. Enertec, "Sequential Events Recorder EMS 1000", Product Bulletin 1.6822 A, September 1982.
10. Sprecher + Schuh, "Enregistreur de données Sesprint 100", Aarau/Suisse, November 1975.
11. H. Müller and W. Stäheli, "Advanced Fault Recording in Power Systems", Brown Boveri Review 1/2, Volume 70, pag. 72 - 75, Baden Switzerland, January/February 1983.
12. Siemens A.G., "Técnica de las Medidas Eléctricas", Editorial Dossat A.G., 1975.

13. Melville B. Stout, "Basic Electrical Measurements", 2nd. Edition, Prentice Hall Inc., U.S.A., 1960.
14. Biggers, C.E., "Application and Use of Fault Recording on Public Service Company of Oklahoma System", Eighth Annual Transmission and Substation Design and Operation Symposium, Alington, Texas, U.S.A., 1975.
15. W. B. Hanson, " Application of Magnetic Tape Fault Recorders on the Houston Lighting & Power Company System", Twenty-First Annual Conference for Protective Relay Engineers Texas A & M University, College Station, Texas, U.S.A., April 22 - 24, 1968.
16. Luis Alberto do Carvalho Lima, "Experiência da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) na Utilização de Registradores Oscilográficos de Perturbações" IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil, 1977.
17. Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) - Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos Chile, "Sistemas y Dispositivos utilizados en el Análisis de Perturbaciones en Sistemas Eléctricos", trabajo presentado por Chile a la IV Reunión del Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos de la CIER, pág. ch 127 - 145, Junio 1971.
18. ANSI C 37.05 - 1964 (R 1976), " American National Standard Methods for Determining the Values of a Sinusoidal Current Wave and a Normal Frequency Recovery Voltage for AC High - Voltage Circuit Breakers".
19. ANSI / IEEE C 37.5 - 1979, "American National Standard Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High - Voltage Circuit Breakers Rated on a total Current Basis".
20. Siemens Aktiengesellschaft, "Oscillostore R - Equipo de Medida Compacto para captar Valores Perturbados - Instrucciones de Servicio y Mantenimiento", República Federal de Alemania.
21. Siemens Aktiengesellschaft, "Oscillostores D - Dispositivo de Medida para Captar y Analizar Valores Perturbados con Memorización Intermedia sobre Cinta Magnética", Bulletin 4418 PA 3782, República Federal de Alemania.
22. Thomson CSF, "Osciloperturbógrafo S 41", Francia.

23. Enertec Schlumberger, "Teleperturbógrafo Registrador TPE 2000", Boletín, ND 2.6500 A, Francia, Mayo 1983.
24. Enertec Schlumberger, "Teleperturbógrafo Registrador - Aplicación a las Redes de Transporte de Energía", Boletín PR. HT. CR. Mark 2/83.33, Francia.
25. Hathaway Instruments INC, "Transient Recorder With Solid state pre-fault Memory for Electrical Power System Monitoring - Series 3000", Product Bulletin 10 - 106, Denver Colorado, U.S.A., December 1974.
26. Hathaway Instruments INC, "Fault Recording System SD 430", Product Bulletin 10 - 115, Denver Colorado U.S.A., February 1980.
27. Brown Boveri & Company Ltd., "System for the Acquisition and Evaluation of Parameters associated with faults - INDUCTIC 65", Publication Nº CH - E 8.30570.2 E, Baden/Switzerland.
28. Enertec, "Disturbance Recorder System TPE 2000", Product Bulletin N 1.6500, France, April 1984.
29. Thomson CSF, "Registrador de Perturbaciones, Módulos y Elementos de Adaptación - SOREL EP", Publicación 448/3, Francia.
30. Thomson CSF, "Unidad de Gestión - SOREL UG1", Publicación 478/3, Francia.
31. Thomson CSF, "Configuraciones SOREL", Publicación 408/3, Francia.
32. IEEE Std. 346 - 1973, "Power Operations Terminology Including Terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions to Customer Service, Standard Definitions in".
33. Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) - Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos Chile, "Evaluación de la Calidad de Servicio - Estadísticas de Desconexiones e Interrupciones", trabajo presentado por Chile a la IV Reunión del Subcomité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos de la CIER, pág. ch 1-15, Junio 1971.
34. ELECTROLIMA - ELECTROPERU, "Resumen de Perturbaciones del Sistema Interconectado. Años 1979, 1980, 1981, 1982 ; 1983".

35. ANSI/IEEE Standard 100 - 1977, " IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms", Second Edition, John Wiley & Sons, Inc, December 1977.
36. Anthony J. Tarquin, Leland T. Blank, "Ingeniería Económica", Mc Graw Hill, Mayo/ 1980.