



D-6648

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

06-23-03
DR

"ESTUDIO DE DESCONEXION AUTOMATICA DE CARGA
DEL SISTEMA GUAYAQUIL"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

PRESENTADA POR :

LUIS RICAURTE DELGADO

GUAYAQUIL-ECUADOR

1,980

"ESTUDIO DE DESCONEXION AUTOMATICA DE CARGA
DEL SISTEMA GUAYAQUIL"

DIRECTOR DE TESIS



ING. JUAN SAAVEDRA M.

A U T O R



LUIS RICAURTE DELGADO

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: "La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis, son de mi exclusiva responsabilidad; y, el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

DEDICATORIA

A mi abuelita MATILDE

A mi esposa LELIA ESTRELLA

A mi hija SANDRA PAOLA

Por su apoyo y comprensión.

AGRADECIMIENTO

AL INGENIERO JUAN SAAVEDRA
Director de Tesis, por su
ayuda y colaboración para
la realización de este traba
bajo.

"ESTUDIO DE DESCONEXION AUTOMATICA DE CARGA DEL SISTEMA GUAYAQUIL"

CONTENIDO

	Pág.
CAPITULO I	
INTRODUCCION	8
1.1. Objeto	8
1.2. Descripción Histórica del Sistema Guayaquil.	9
1.3. Descripción del Sistema año 1.980	12
CAPITULO II	
FILOSOFIA DE LA DESCONEXION AUTOMATICA DE CARGA	20
2.1. Filosofía	20
2.2. Principios	24
CAPITULO III	
METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE DESCONE XION AUTOMATICA DE CARGA.	27
3.1. Simulación con una sola máquina	30
3.2. Modelo de simulación con varias máquinas.	34
CAPITULO IV	
PARAMETROS INVESTIGADOS Y RESULTADOS	36
4.1. Parámetros asociados con el sistema	36

	Pág.
4.2. Parámetros asociados con el programa y la operación	49
4.3. Datos característicos del sistema	61
4.4. Análisis de alternativas de desconexión.	70
CAPITULO V	
IMPLEMENTACION	74
5.1. Aplicación de relés estáticos	74
5.2. Aplicación de relés electromecánicos.	81
5.3. Implementación	83
CAPITULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFIA	

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. OBJETO

En la operación de un sistema eléctrico, independiente de la magnitud del mismo, las metas que se persiguen son la continuidad del suministro de energía y la calidad del mismo.

La desconexión automática de carga en condiciones de emergencia debido a un déficit de generación es una de las herramientas comunmente usadas para mantener la calidad del suministro y evitar el colapso total de un sistema.

El colapso total de un sistema se entiende, que cuando debido a sobrecarga del mismo comienzan sus unidades a salirse de línea, en cascada hasta llegar al cero de generación. *Quita seguido.*

Situación por demás complicada debido a lo largo del proceso de retorno a la normalidad de suministro de servicio y las grandes pérdidas que esta acarrea.

El objeto del presente estudio es encontrar la alternativa más eficaz y técnicamente a nuestro alcance para evitar que el sistema eléctrico Guayaquil llegue a ese colapso total y adicionalmente dar prioridad en el suministro de energía a ciertas zonas tomando en cuenta para ello tanto su importancia desde el punto de vista social como económico. *¿Que otros ejemplos?*

De esta forma también se consigue para el sistema una herramienta de operación que lo acrediten como el sistema de mayor importancia en nuestro país, no tan solo por ser el de mayor mercado, sino por su avance tecnológico.

1.2. DESCRIPCION HISTORICA DEL SISTEMA ELECTRICO GUAYAQUIL

El suministro de energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil se inicia con la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica y que fué fundada a fines de la primera década del siglo.

Sus principales consiguieron apoyo en Inglaterra para instalar una pequeña planta eléctrica a base de unidades a vapor, el que se generaba en un grupo de pequeños calderos que quemaban petróleo y leña.

A continuación se puso en marcha un proyecto de gran envergadura

gadura para la época, como era la construcción de una central hidroeléctrica sobre el Río Chimbo, la cual en su primera etapa debía suplir 3.000 KW de un potencial estimado de 7.500 KW.

Hasta el año 1.914 el proyecto tenía un 40% de avance en la construcción de la presa, e inclusive los generadores estaban montados, pero la primera guerra mundial le dió muerte al proyecto, ya que se cerraron sus fuentes de financiación.

En el año 1.924 la firma norteamericana Electric Bond And Share Company (EBASCO), que se encontraba empeñada en invertir en la industria eléctrica en Latino-América compró las acciones de Luz y Fuerza, más tarde el 1º de Julio de 1.925 se transfirieron las acciones a otra compañía norteamericana; EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INCORPORATED.

Cuando EMELEC se hizo cargo del sistema, la capacidad de generación era del orden de 1.400 KW y suministraba corriente alterna a 50 ciclos a 4.700 abonados.

Hacia principio de 1.931, con la instalación de dos unidades a diesel de 2.500 KW y la eliminación de los antiguos de vapor, la capacidad generadora se elevó a 5.800 KW.

Debido a la recesión económica, producto de la segunda guerra mundial, no fue necesario incrementar el potencial eléctrico y tan solo entre los años 52 y 54 se llega al nivel de los 13.500 KW y se comienza la obra de la planta a vapor a orillas del Río Guayas, cuya primera unidad de 5.000 KW eleva la capacidad a 18.500 KW.

En los 12 años siguientes se instalaron la unidad # 2 a vapor de 5.000 KW y las # 3 y #4 también a vapor de 10.000 KW cada una con lo que se llegó a 43.500 KW hacia el año 1.962.

Hacia el año 70 ya estaba en funcionamiento una turbina a gas de ^{13.500}15.000 KW y se inicia la construcción de la nueva planta estero salado, entrando en Mayo del mismo año en funcionamiento la unidad a vapor de 33.000 KW de capacidad con lo cual la generación alcanzó los 91.500 KW de capacidad, esta última unidad se la instaló en la nueva planta del Estero Salado.

En el año 72 entra en funcionamiento la primera unidad a gas en la planta estero salado (20.000 KW) y en los años 74 y 75 entraron unidades a gas de la misma capacidad.

Para Diciembre del año 1.976 INECEL inaugura la turbina a

gas de 29.500 KW en la planta Estero Salado.

En el año 1.977 al poseer la mayoría de las acciones la firma SCOPAR INTERNATIONAL INC. se instala una nueva turbina a gas de 25.000 KW y finalmente en el año 1.978 entra a funcionar la unidad de vapor de INECEL de 72.000 KW de capacidad.

En la actualidad la demanda máxima del Sistema está alrededor de los 215 MW y posee 166.000 usuarios.

1.3. DESCRIPCION DEL SISTEMA

La transmisión de la energía eléctrica desde las plantas de generación Guayaquil y Estero Salado hasta las Subestaciones de Distribución se la hace por medio del sistema a 69 ^{KV} KW según lo muestra el gráfico # 1.

Las subestaciones de distribución son de voltaje 69/13.2 KV y 69/KV/4.16 KV y a continuación se las detalla:

Subestación los ceibos: Alimentada a 69 KV desde el ramal conocido como transmisión Daule y además posee interconexión para alimentarse desde transmisión Norte.

Posee dos transformadores 67/13.8 KV conexión Delta-Estrella aterrizada y de capacidad 12 - 16 MVA.

Desde sus barras de 13.8 KV salen las siguientes alimentadoras: Lomas, C.J. Arosemena, Urdesa, Miraflores, Norte y Los Ceibos.

Subestación Atarazana.- Está alimentada a 69 KV por un ramal que parte desde transmisión Norte.

Posee un solo transformador cuyas características son:
voltaje: 67/13.8 KV - Conexión: Delta-Estrella aterrizada, 8-10 MVA. Sus alimentadoras a 13.8 KV son: Atarazana I y Atarazana II.

Subestación Mapasingue.- Provee de energía al sector industrial de las carreteras a Daule y Ave. J. Tanca Marengo; está alimentada a 69 KV desde transmisión Daule.

El transformador instalado posee las siguientes características: 12-16 MVA; voltaje: 67/13.8 KV; Conexión: Delta-Estrella aterrizada. Sus alimentadoras a nivel de 13.8 KV son: Mapasingue I, Mapasingue II y Mapasingue III.

Subestación Pascuales.- Ubicada como la anterior en la vía

a Daule, es también de tipo industrial.

Alimentada a 69 KV desde transmisión Daule, posee instalado un transformador de las siguientes características: Capacidad: 8-10 MVA; voltaje: 67/13.8 KV; Conexión: Delta-Estrella aterrizada. Sus alimentadoras a nivel de 13.8 KV son: Alimentadora Pascuales y La Toma.

Subestación La Torre^{re}.- Alimentada a 69 KV por Transmisión Sur tiene instalado un transformador de las siguientes características: 12-16 MVA de capacidad; voltaje: 67/13.8KV. Conexión: Delta-Estrella aterrizada. Sus alimentadoras a nivel de 13.8 KV son: Torre I, Torre II y Torre III.

Subestación Centro Sur.- Conectado a 69 KV a través de un ramal que parte desde transmisión Sur, en la actualidad posee un transformador de las siguientes características: Capacidad 12-16 MVA; voltaje 67/13.8 KV; Conexión: Delta-Estrella aterrizada. Sus alimentadoras a nivel de 13.8 KV son: Las Acacias, Fco. Segura.

Subestación El Guasmo.- Conectada al Sistema de 69 KV a través de un ramal que parte desde el patio de maniobras de la planta Guayaquil hacia el Sur y es conocida como el Tap El Guasmo.

Tiene instalado un transformador de las siguientes características: Capacidad: 12-16 MVA; voltaje 67/13.8 KV, Conexión: Delta-Estrella aterrizada. Sus alimentadoras son: Acerías, 25 de Julio, Cuba.

Subestación Boyacá.- La más antigua de todas, proporciona energía al centro de la urbe, se encuentra unida al sistema de 69 KV a través de un ramal que parte de transmisión Norte. Las características de los transformadores instalados son las siguientes:

Transf. # 1. Capacidad: 8-10 MVA-Voltaje 67/4.16 KV; Conexión: Delta-Estrella aterrizada.

Transf. # 2. Capacidad 12-16 MVA-voltaje 67/4.16 KV; Conexión: Delta-Estrella aterrizada.

Transf. # 3. Capacidad: 12-16 MVA-Voltaje 67/4.16 KV: Conexión. Delta-Estrella aterrizada.

Las alimentadoras a 4.16 son las siguientes: Juan Montalvo, Bolívar, Nueve de Octubre.

Las alimentadoras a nivel de 13.8 KV son las siguientes:

Transf. # 2.- Boyacá - Panamá - Las Peñas.

Transf. # 3.- La Puntilla - Padre Solano - Córdova.

Planta Guayaquil.- De sus barras a 13.8 KV salen las siguientes alimentadoras:

Coronel-Esmeraldas-Portete-L. García - El Oro-E. Alfaro.

Además de las anteriormente nombradas, existen las alimentadoras: P. Carbo, Chimborazo, Pichincha y Sur que son de 4.16 KV, la barra de la cual salen está alimentada por 2 transformadores de 13.8/4.16 KV de 2.500 KVA cada uno, además la unidad # 1 de 5.000 KVA está conectada a esta barra.

Subestación El Salitral.- De las barras a 13.8 KV de la unidad a vapor # 1 están conectadas las alimentadoras: Cerro Azul y San Eduardo.

Subestación Centro Oeste.- Se encuentra conectada al sistema de 69 KV a través de un ramal que parte de transmisión Sur, es además la última subestación de distribución montada, posee un transformador de las siguientes características:

Capacidad: 12-16 MVA; voltaje 67/13.8 KV

Conexión: Triángulo - Estrella aterrizada.

De sus barras a 13.8 KV salen las siguientes alimentadoras: El Salado, Hurtado y Aguirre.

Además de las Subestaciones escritas, se provee de energía a nivel de 69 KV las siguientes subestaciones particulares:

FISA

Industrial Molinera

Cemento Nacional

Cervecería Nacional

Subestación La Toma (INECEL)

FUNASA

LA FAVORITA

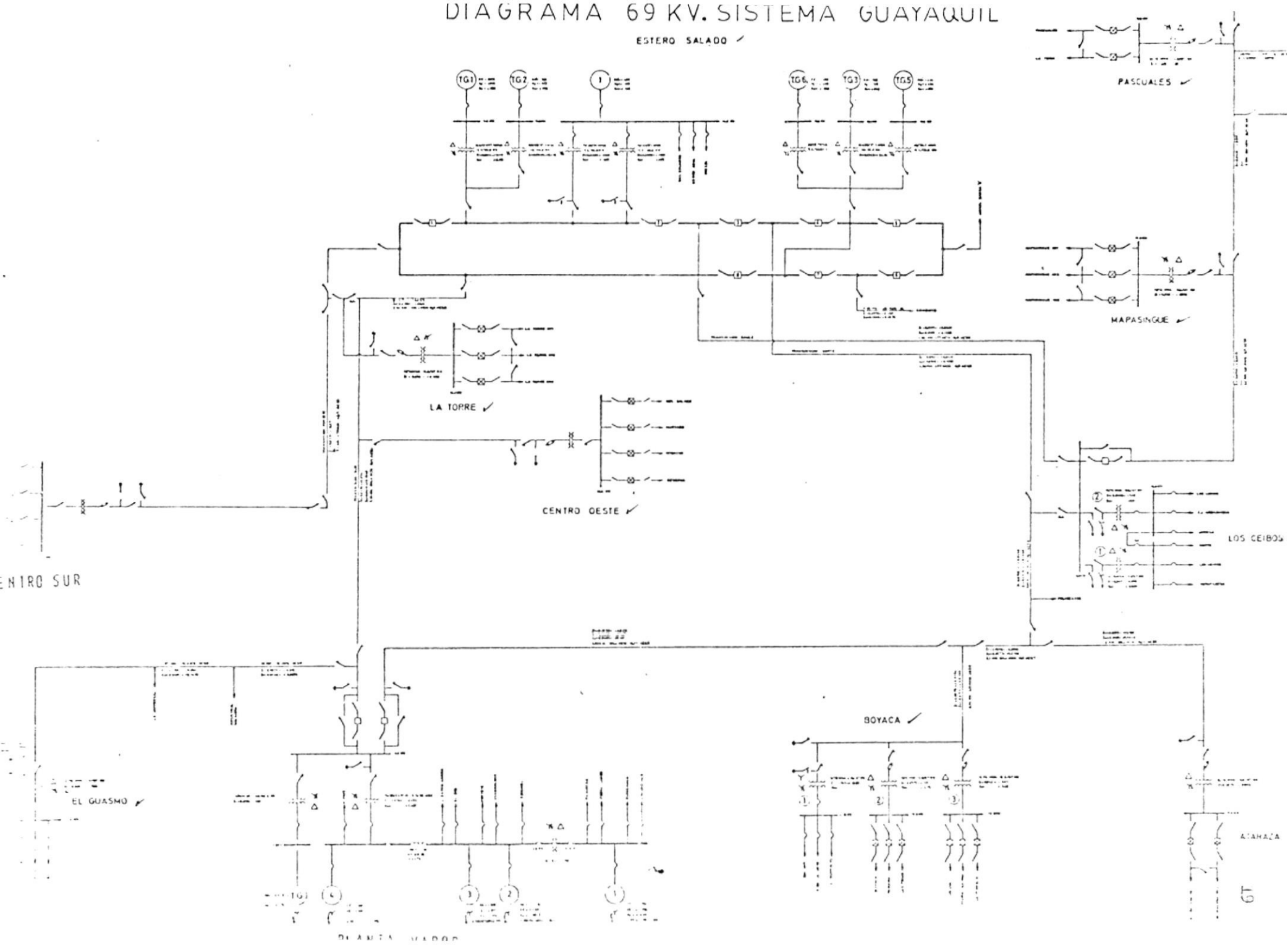
El sistema de distribución a 4.16 KV es antiguo y fundamentalmente proporciona energía al sector central de la ciudad siendo además subterráneo, estas alimentadoras son de tipo radial, interconectadas entre sí en varios centros de distribución, mediante interruptores sumergidos en aceite; está siendo reemplazada en forma planificada por un nuevo sistema a 13.8 KV igualmente subterráneo.

El sistema de distribución a 13.8 KV es relativamente nuevo, la parte que alimenta al centro de la ciudad es de ti

po subterráneo y posee interconexiones entre las diferentes alimentadoras en centros de distribución mediante interruptores sumergidos en aceite y módulos de interconexión; en otras zonas es de tipo aéreo, sus alimentadoras son radiales y están interconectadas por interruptores de aire tipo manual ubicadas en postes o estructuras especiales.

DIAGRAMA 69KV. SISTEMA GUAYAQUIL

ESTERO SALADO ✓



PASCUALES ✓

MAPASINGUE ✓

LA TORRE ✓

CENTRO OESTE ✓

LOS CEIBOS

BOYACA ✓

EL GUASMO ✓

ATAHUZA

GT

PLANTA VADON

CAPITULO II

FILOSOFIA DE LA DESCONEXION AUTOMATICA DE CARGA

2.1. FILOSOFIA

Técnicamente es posible planificar, construir y operar - un sistema de potencia inmune a una incontrolable salida de línea en cascada de sus unidades de generación, en las más adversas de las condiciones.

Esta meta ha sido conseguida en base a principios fundamentales, de simulación y criterios de prueba usados por grupos de investigadores durante muchos años.

Esta meta obtenida a través de los criterios de prueba han hecho posible encontrar un nivel de seguridad que evita que la salida de línea en cascada ocurra.

Debemos hacer hincapié, que el fin último perseguido, mediante este proceso de precaución es requerido para salvaguardar el sistema de cualquier disturbio que resulte - en la operación de un sistema a frecuencias inferiores a

la nominal.

Esta situación es el producto de un exceso de carga en el sistema, lo que va a provocar una caída del valor de la frecuencia. Contrarrestar esta caída de frecuencia en situaciones que este cambio es rápido y de considerable magnitud es el objetivo de la desconexión automática de carga, es en esencia su filosofía, para de tal manera mantener su integridad consiguiendo un balance dinámico entre la carga conectada y la generación disponible al momento.

En la usual aplicación de un programa de desconexión automática de carga un monto predeterminado de la misma, es desconectada a un valor específico de la frecuencia, llegando a realizarse varias desconexiones de carga en el afán de obtener nuevamente la situación de equilibrio, existen casos en sistemas interconectados, en que es necesario abrir incluso las interconexiones para salvar al sistema del colapso total.

Debemos hacer hincapié de que un programa de desconexión automática de carga es una herramienta de planificación y tampoco reemplaza la necesidad de tener interconexiones con otros sistemas, que en la medida de lo posible

asistan al sistema en contingencias severas, o faciliten un mejor programa de operación. Es el último paso de este programa operativo y que es forzosamente usado para - mantener la integridad del sistema, en condiciones o circunstancias que la frecuencia tienda a caer a límite peligrosos, tanto para los usuarios como para las máquinas que alimentan de energía al sistema.

Un cuidadoso programa de desconexión automática de carga debe estar acompañado de un programa eficiente en la medida que las posibilidades lo permitan, de restitución de la carga, una vez que ha sido superada la emergencia en el sistema, y existen varios métodos para lograr este objetivo, entre los cuales se puede mencionar:

- a) Restauración Manual.- Indiscutiblemente tiene sus desventajas, pues toma mucho tiempo el realizar la operación de esta manera, pues es necesario que llegue un supervisor a la Subestación de distribución en donde estén ubicados los relés de baja frecuencia y realizar la operación de desbloqueo, esto lógicamente es el caso de que no exista operador en la subestación que ha quedado fuera de servicio, si existe operador y se posee de los medios de comunicación adecuados en las diferentes subestaciones, el proceso es mucho más rá-

pido, aunque indiscutiblemente resulta demasiado oneroso mantener operadores, cosa que económicamente se la puede justificar, pues ellos realizan tareas de supervisión y mantenimiento.

- b) Automático.- Este método considera la utilización de relés sensores de frecuencia, los cuales de la misma manera que los usados para la desconexión automática de carga, están programados para detectar las condiciones del sistema y automáticamente en la forma más rápida posible restituyen las cargas que anteriormente fueron desconectadas al sistema, lógicamente según interese al programa de operación.

La adecuada aplicación de un programa de desconexión automática de carga, requiere de un completo conocimiento de las características de un sistema, factores tales como: características dinámicas de generación y carga, configuración del mismo, etc. los cuales deben ser cuidadosamente evaluados.

Una desconexión automática de carga es una forma no coordinada, puede dar como resultados esfuerzos en las líneas de transmisión debidos a flujos de dispersión en las diferentes subáreas de un sistema, llegando a provo

car desconexiones indeseables que crean situaciones difíciles de controlar.

Cuando un sistema posee interconexiones con otros, se hace indispensable la coordinación de sus programas de desconexión automática de carga para evitar separaciones innecesarias de los mismos.

2.2. PRINCIPIO

Cuando un sistema de potencia, se encuentra en operación a frecuencia y voltaje nominal, la totalidad de la potencia mecánica suplida a los generadores, es igual a la totalidad de las cargas eléctricas conectadas al sistema, mas las pérdidas en las líneas de la transmisión, transformadores de poder y de distribución y los circuitos de baja tensión.

Cualquier cambio, por insignificante que este sea, produce la rotura de este equilibrio dinámico y consecuentemente un cambio de velocidad en las máquinas, fenómeno que se refleja en el sistema con un cambio en el valor de la frecuencia.

Cuando existe un aumento de la carga conectada o dismi-

nución de la capacidad de generación del sistema, se produce un cambio de energía cinética en las máquinas que lo alimentan, la cual es compensada por la energía mecánica almacenada en los rotores, cuando esta es insuficiente o el cambio es muy brusco se produce una reducción en la velocidad, e inversamente cuando se desconectan cargas se produce un aumento de velocidad.

Los gobernadores de las unidades de generación censan los cambios de velocidad y cuando son graduales y pequeños ajustan la potencia mecánica de entrada a los generadores de tal manera que se mantiene el equilibrio dinámico y consecuentemente los valores nominales de la velocidad y la frecuencia.

Repentinos y grandes cambios en la capacidad de generación de un sistema, apertura de interconexiones con otros sistemas que lo supla de energía o conexión de grandes cargas, producen la rotura del equilibrio dinámico entre la generación y el suministro de energía y como lógica consecuencia la rápida declinación de la frecuencia.

Si los gobernadores y los calderos no tienen una rápida respuesta el sistema podría llegar al colapso, sobre todo si posee unidades a vapor, cuya respuesta es lenta com

parada con las unidades a gas o diesel.

El principio seguido es muy conocido y sirve de basamento para las pruebas de simulación usadas en planificación es usando relés de baja frecuencia.

Relés de baja frecuencia es un método efectivo para controlar situaciones de decaimiento rápido en el valor de la frecuencia, debido a que se pueden implementar independientemente en varias subestaciones a lo largo y ancho de la zona de influencia del sistema, con lo que se obtiene un efectivo control de la situación.

Además se debe anotar que tiene la gran ventaja de que son totalmente automáticos y se los puede programar para gama de frecuencias razonables, que permiten la coordinación de los pasos a tomar en el programa.

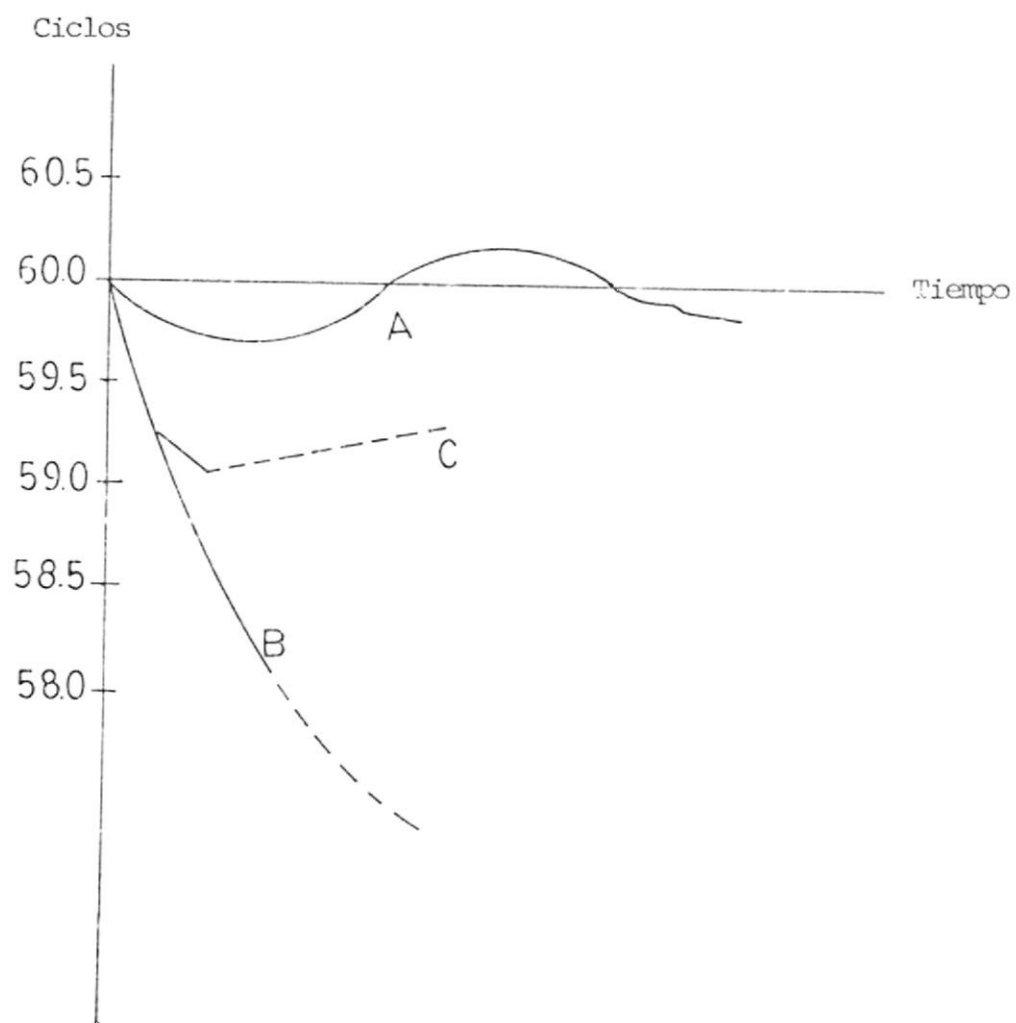
CAPITULO III

METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE DESCONEXION AUTOMATICA DE CARGA

En un sistema que posea varias máquinas la frecuencia deberá ser tomada como el promedio de las frecuencias individuales de cada máquina conectada al mismo.

El ancho de banda es determinado por las oscilaciones electromecánicas entre las diferentes máquinas, lo cual a la vez es el reflejo del grado de acople eléctrico, voltajes individuales características de velocidad de respuesta y la magnitud del disturbio inicial debido a la carga excedente en el sistema, así como también la capacidad de reserva que se posea al momento.

RESPUESTA DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA CON DEFICIENCIA
DE GENERACION



La figura muestra una típica respuesta de frecuencia de un sistema con deficiencia de generación. Si la capacidad de reserva es mayor que la pérdida, la respuesta es similar a la curva A, el tiempo que tome en volver a su valor nominal depende fundamentalmente de la capacidad de respuesta de las máquinas que la alimentan. Pero en cambio si la reserva resulta insuficiente para afrontar la situación de emergencia, la frecuencia caerá como se muestra en la curva B y producirá la salida de línea en cascada de las unidades de generación al disparar sus proyecciones para baja frecuencia.

La curva C, muestra un caso en que a similitud de B, la capacidad rotando es insuficiente y por lo tanto la frecuencia comienza a caer, hasta llegar a un valor preestablecido, en que parte de la carga es reyectada y comienza un proceso de recuperación del sistema hasta adquirir nuevamente el valor nominal de la frecuencia.

La rapidez con que se llegue a los valores de operación normal, dependen de la cantidad de carga sacada de línea así como también de las características de respuesta del sistema.

Para examinar la performance dinámica de un sistema, existen básicamente dos modelos a saber:

El que considera una sola máquina alimentando al sistema, y el que lo analiza considerando todas las máquinas.

3.1. SIMULACION CON UNA SOLA MAQUINA

En este modelo se asume que todos los generadores del sistema están fuertemente acoplados eléctricamente; y que las oscilaciones entre ellos son despreciables.

Los resultados de estos estudios cubren una amplia gama de aplicaciones de desconexión automática de carga y ayudan a seleccionar varios esquemas de alternativas, cada una de las cuales posee sus ventajas y desventajas.

La importancia de este modelo simplificando radica en que no solamente nos proporciona los conceptos fundamentales y básicos del desarrollo dinámico del problema sino que en forma varía la desconexión automática de carga y la influencia en el fenómeno dinámico de los parámetros del sistema.

Sin embargo, debemos anotar, por ser simplificado, algunas preguntas relativas a la influencia de las oscilaciones entre las diferentes máquinas y sus circuitos de interconexión, no pueden ser contestadas por medio de es-

te método.

Algunos de estos interrogantes serían:

1. La dispersión de la desconexión de la carga, debido a la dispersión de la frecuencia en la red.
2. Los flujos transientes en el sector donde se produce la desconexión automática de la carga en presencia de las oscilaciones entre varias máquinas.
3. El efecto real de la reserva de energía que posee el sistema al momento de presentarse el disturbio.
4. El efecto de la localización del generador que sale de la línea en el desarrollo de la desconexión automática de carga y las oscilaciones entre las restantes máquinas.

Por lo anteriormente expuesto, cuando se emplea el modelo de una sola máquina, para representar un sistema que posee varias, es necesario mantener algunos compromisos, sin embargo es posible diseñar un modelo incluyendo los factores fundamentales que determinan la respuesta a la situación de desbalance entre la carga y la capacidad de

suministro.

Básicamente en este análisis se usa la muy conocida fórmula que representa los cambios de velocidad ó frecuencia con respecto a las potencias de entrada y salida de una máquina sincrónica:

$$2 WH \frac{dw}{dt} = P_m - P_{elect}.$$

Donde:

H = cte de inercia.

W es la velocidad o frecuencia

P_m es la potencia mecánica

P_{elect} es la potencia eléctrica

En este modelo P_m se convierte en la totalidad de la potencia mecánica entregada a los generadores y la P_{elect} en la totalidad de la potencia eléctrica entregada por los generadores al sistema.

La frecuencia W representa el promedio de frecuencias del sistema.

2 WH es asumida constante.

Para complementar el modelo y antes de diseñar un esque

ma de relés para protección de baja frecuencia, es necesario estimar las variaciones de velocidad durante un disturbio.

Si la potencia de los generadores permanece constante, el promedio de cambio del valor de la frecuencia con respecto a la frecuencia nominal está determinada por la siguiente fórmula:

$$R = \frac{P * L * (f_1 - f_0)}{H \left(1 - \frac{f_1}{f_0}\right)}$$

Donde:

R = Promedio de cambio de la frecuencia Hz/seg.

P = Factor de potencia de las máquinas conectadas

L = Sobrecarga en por unidad

$$L = \frac{\text{Carga} - \text{Potencia de entrada}}{\text{Potencia de entrada}}$$

f₀ = Frecuencia nominal

f_i = frecuencia final del intervalo

H = Constante de Inercia del sistema

$$H = \frac{\text{MW} * \text{S}}{\text{MVA}}$$

La constante de Inercia (H), es definida como la relación del momento de inercia de un generador rotando a su plena capacidad y proporcional a la energía cinética a la velocidad nominal. Por ejemplo: un turbo generador cuya capacidad es 100 MVA, con una constante de Inercia de 4, tiene una energía cinética de 400 MW-S ó 400 MJ, cuando su rotor viaja a 3.600 r.p.m.; si la potencia de salida y la carga son constantes, cuando la frecuencia está decreciendo, el generador debe suplir toda la carga (con F.P. = 1) por 4 segundos, sin recibir potencia mecánica de la turbina.

La constante de Inercia para cada máquina es dato proporcionado por los fabricantes, y para un sistema se calcula su valor promedio de la siguiente manera:

$$H_{\text{sist.}} = \frac{H_1 MVA_1 + H_2 MVA_2 + \dots + H_n MVA_n}{MVA_1 + MVA_2 + \dots + MVA_n}$$

Donde los subíndices 1, 2 -- n, se refieren al número de generadores que posee el sistema.

3.2. MODELO DE SIMULACION CON VARIAS MAQUINAS

En el modelo de simulación utilizado, todas las máqui-

nas del sistema, se llega a resultados más exactos, debido a que se utiliza todos los datos referentes a la inter-relación entre ellas lo cual a su vez lo hace más complejo, razón por la cual se debe utilizar un moderno programa de estabilidad transiente, el cual tiene la ventaja de proporcionar la frecuencia aparente de todas y cada una de las barras del sistema, dato fundamental, pues facilita la simulación de varias alternativas, y con ello el ajuste de los relés de baja frecuencia para la reyección de carga, el número de pasos a tomar y la cantidad reyeccionada en cada paso.

En otras palabras, se obtienen gráficas de variación de la frecuencia con respecto al tiempo para cada barra y de acuerdo a la situación de desbalance simulada; luego de lo cual el diseñador impondrá criterios de operación para seleccionar el tipo de relés a usar, la calibración de los mismos y su ubicación en las distintas subestaciones del sistema.

CAPITULO IV

PARAMETROS INVESTIGADOS Y RESULTADOS

Varios procedimientos y criterios se deben establecer para formular un esquema de desconexión automática de carga de un sistema específico y debemos definir la naturaleza de los parámetros investigados en dos categorías:

1. Los asociados con la representación del sistema.
2. Los asociados con el programa de desconexión automática de carga y operación del sistema.

4.1. PARAMETROS ASOCIADOS CON LA REPRESENTACION DEL SISTEMA

4.1.1. Constante de Inercia

Como su nombre lo indica es una constante para cada máquina, pero si usamos el modelo de simulación de una sola máquina, podremos obtener su equivalencia para el sistema mediante la fórmula:

$$H_{\text{sist.}} = \frac{H_1 MVA_1 + H_2 MVA_2 + \dots + H_n MVA_n}{MVA_1 + MVA_2 + \dots + MVA_n}$$

4.1.2. Reserva

La capacidad de reserva de un sistema puede ser dividido en dos áreas básicas, capacidad estática y requerimientos de capacidad rotando. Ambas áreas deben ser examinadas a nivel de planificación y evaluar la facilidad de las alternativas, sin embargo la capacidad de reserva que se encuentra rotando se convierte en un problema de operación. Los requerimientos estáticos pueden ser considerados como la capacidad instalada que ha sido planificada y que permita el desarrollo normal de los requerimientos de expansión del sistema.

Una práctica que se ha seguido por muchos años es comparar periódicamente la capacidad instalada y la planificada, para de esta manera ajustarse a la realidad.

Una importante objeción al hecho de tener un por

centaje de reserva, como criterio de requerimiento, es la tendencia a comparar la capacidad de requerimientos proyectados para la totalidad de diferentes sistemas en bases de sus cargas picos, debido a que cada sistema tiene grandes diferencias con respecto a los demás y las interconexiones entre los mismos como tendencia generalizada.

Pero básicamente podemos concluir que la capacidad estática de un sistema nos debe permitir el mantenimiento programado de la más grande de las unidades del sistema, salida por efecto de fallas de cualquier unidad, así como también proporcionar energía a cargas especiales que no fueran consideradas en la planificación.

La habilidad para determinar el más económico plan de generación y al mismo tiempo mantener un adecuado nivel de seguridad y confiabilidad del servicio es un importante requisito en la diaria operación de un sistema de potencia complejo.

El mantener un nivel deseado de confiabilidad, si se tienen facilidades de generación dependen de

la capacidad de reservas que se tenga rotando, que ayuda al sistema a satisfacer los cambios de cargas sin afectar la regulación de voltaje y frecuencia del mismo.

La capacidad de reserva rotando depende de muchos factores y uno de los más importantes es la confiabilidad del sistema.

Algunos de los otros factores que influyen en la determinación de la capacidad de reserva rotatoria son:

1. Desconexión de carga usando reles de baja frecuencia.
2. Reducción de carga por reducción de voltajes
3. Asistencia de interconexiones con otros sistemas.

Cualquiera de los factores anteriormente mencionados va a bajar de nivel de confiabilidad del sistema y está íntimamente ligado a la actual

capacidad de operación.

En muchas ocasiones se tiene que operar un sistema a niveles de voltaje inferior a lo que indican los manuales de operación en sacrificio de un mejor rendimiento económico de un plan de generación trazado.

Como se puede definir, la economía y la capacidad rotatoria no son variables independientes en la operación de un sistema, si bien es cierto - que esta última debe satisfacer el aumento instantáneo de cargas conectadas al sistema, no es menos cierto que estos aumentos de carga no deben ser desconocidos debido a la planificación hecha con ayuda de curvas de carga diaria del sistema y un correcto despacho de generación.

Además si un sistema posee programa de desconexión automática de carga, puede tener una menor capacidad de reserva rotando, debido a que cambios bruscos de carga o pérdida de generación van a ser solucionados por el mismo.

La política de la Empresa Eléctrica del Ecuador

Inc., con respecto a capacidad rotando, es mantener siempre al máximo posible de carga sus unidades conectadas al sistema, debido a que posee un programa de desconexión automática de carga, además las pérdidas de generación por fallas en las unidades en su gran mayoría se debe a salidas de líneas de las unidades a gas, lo cual es rápidamente solucionada conectando otra unidad a gas, operación que dura aproximadamente de 3 a 5 minutos y que es una fórmula mucho mas económica para operar al sistema.

4.1.3. Tipo de excitación

Este es un parámetro de suma importancia pues determina la velocidad de respuesta de una máquina a la variación de carga en el sistema, se lo usa fundamentalmente en el modelo de simulación de varias máquinas, que es el que nos da una respuesta mas real del comportamiento del sistema.

Como es bien conocido, la función de la excitación es proveer corriente directa al rotor del generador, o al campo, en adición a esto, la ex-

citación sirve para mantener el voltaje en los terminales del generador, controlar el flujo kilovares, ayuda a mantener la estabilidad del sistema y provee al generador de importantes funciones de protección.

Durante las variaciones de carga y factor de potencia, la excitación deberá de responder manteniendo el voltaje adecuado en los terminales del generador, y en determinadas circunstancias requerirá de rápidos cambios en el voltaje de campo, debido a disturbios ocurridos en el sistema.

Una de las más importantes cualidades de un sistema de potencia es el voltaje que proporciona a sus consumidores, el que este permanezca constante es lo ideal, la corriente de campo requerida para producir un voltaje constante, varía en un ancho rango para las varias condiciones de carga y factor de potencial, el ajuste de esta corriente puede ser hecho manualmente (operadores), o automáticamente por el regulador de voltaje del generador.

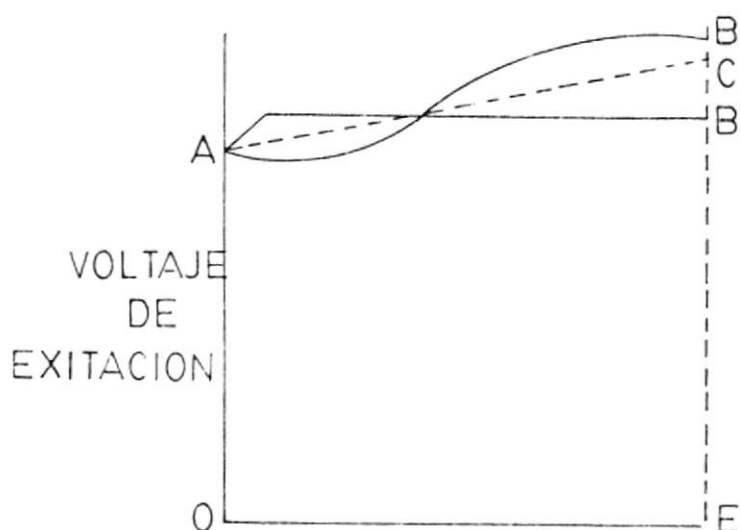
El regulador de voltaje de un generador provee del esencial control de la excitación, y fundamentalmente controla el voltaje A.C. en las terminales del generador, para que varíe tan solo dentro de estrechos límites en condiciones normales de operación, y rápidamente retorne a la normalidad, cuando por condiciones anormales en el sistema se produzcan bruscos y repentinos cambios en el valor del voltaje. Un disturbio transiente, es una condición anormal en un sistema de potencia, y puede ser causado por una falla en el sistema, abierta o cerrada de interruptores o repentinos cambios de carga.

Estos disturbios pueden tener duración de varios ciclos hasta varios segundos, cuando esto ocurre la excitación deberá actuar para mantener la estabilidad durante estas condiciones anormales del valor del voltaje en los terminales del generador, y ajustarse de tal manera que se obtengan nuevamente los valores que existían antes del suceso. La original definición de respuesta de voltaje de la excitación fué de

sarrollada en base a los requerimientos dentro de los primeros 0.5 segundos, eso ha sido mantenido, pero se lo ha suplantado con una nueva definición que cubre equipos de mas rápida performance, que llegan a tener completo dominio de la situación en 0.1 seg.

La figura ilustra el concepto básico de esta definición; en donde AB representa la respuesta de un sistema convencional, la curva AB' es la respuesta de un sistema de rápida respuesta inicial.

En un sistema de curva tipo AB' (alta respuesta inicial), el sistema llega a su voltaje tope casi en forma instantánea.



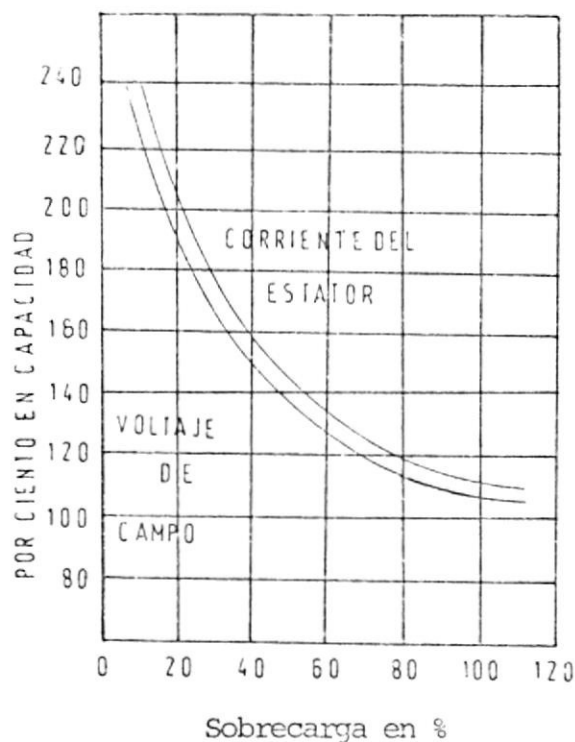
$$\text{Relación de respuesta} = \frac{CE-AO}{(AO)(OE)}$$

$$\text{Area OACE} = \text{Area OABE}$$

$$\text{Area OACE} = \text{OABE}$$

Un prolongado disturbio es una condición anormal en un sistema de potencia y puede durar varios segundos o más. Estos disturbios normalmente son producto de disturbios transitorios que han ocurrido en el sistema, y cuando ha terminado el voltaje en las terminales del generador puede ser menor, debido a pérdidas de generación y el regulador de voltaje tiende a volverlo a su valor nominal, aplicando el máximo valor del voltaje al rotor del generador. Estas condiciones pueden existir por períodos largos, debido a que el generador tiene capacidad térmica para soportar el valor del voltaje nominal y dependiendo de la magnitud de la sobrecarga puede soportar valores más altos entre 15 a 20 segundos como lo muestra la figura.

Los auxiliares necesarios de un grupo de generación tales como bombas, quemadores, etc. están diseñados para continuar trabajando hasta con un 70% del voltaje nominal en los terminales del generador, no así la excitación que debe proporcionar la señal necesaria aun bajo el 70% del voltaje nominal de la unidad.



4.1.4. Máxima sobrecarga prevista

Este parámetro depende de la capacidad de los generadores del sistema que puedan tener una salida forzada y del resto de generadores que pueda arrastrar consigo al producir el disturbio.

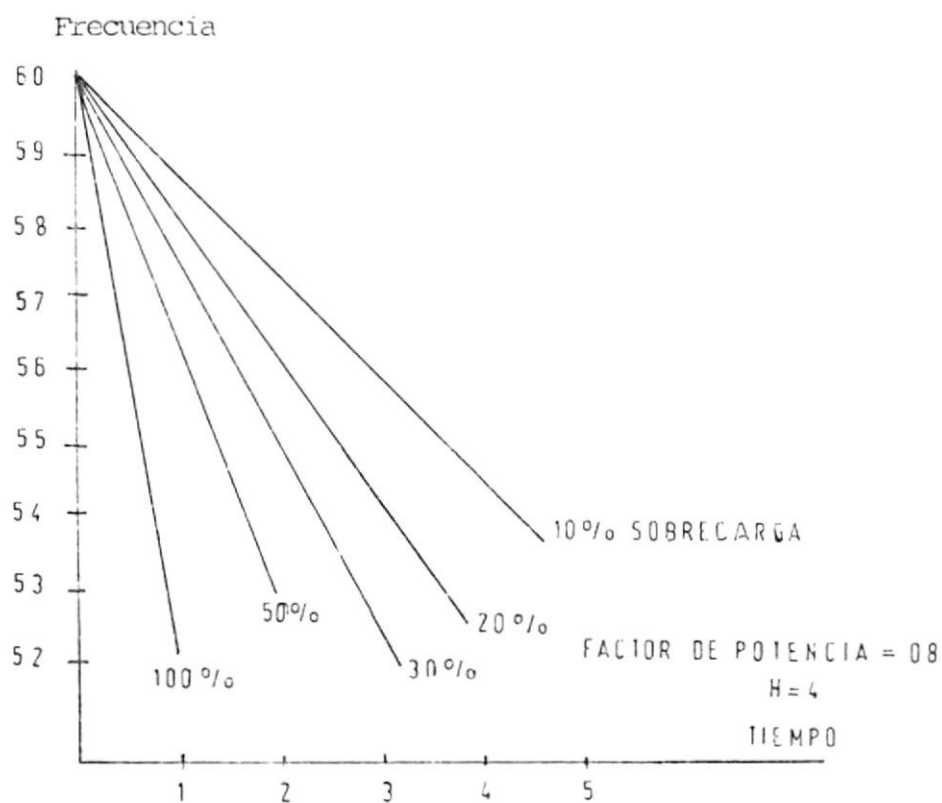
Los relés de baja frecuencia de un sistema se podrían ajustar para que puedan reyectar un porcentaje de carga previamente establecida, pero esta no es razón suficiente, pues en casos muy severos se llega al 100% para de esta manera preservar -

las interconexiones y garantizar el suministro de energía a los auxiliares de los grupos rotando, para así garantizar el restablecimiento del suministro en la forma más rápida posible, se puede determinar o establecer como máxima sobrecarga - del sistema, para los fines de análisis, el producido al salirse de línea sus unidades de mayor capacidad, asociada con la reserva de capacidad en las unidades que sobreviven al disturbio.

Generalmente la sobrecarga se la expresa en % y se la determina de la siguiente manera:

$$\% \text{ Sobrecarga} = \frac{\text{Carga} - \text{Cap. de generación}}{\text{Cap. de generación}}$$

Con porcentajes de sobrecargas preestablecidas, usando la fórmula para la obtención de la velocidad de caída de la frecuencia, y conociendo los parámetros del sistema, podremos obtener gráficos como el siguiente que nos ayudan en el análisis del problema:



La figura nos muestra el efecto de la sobrecarga preestablecida para un determinado valor de la constante de inercia del sistema.

Para obtener la relación de caída de frecuencia se utiliza la fórmula:

$$R = \frac{P * L * (f_1 - f_0)}{H \left| 1 - \left(\frac{f_1}{f_0} \right)^2 \right|}$$

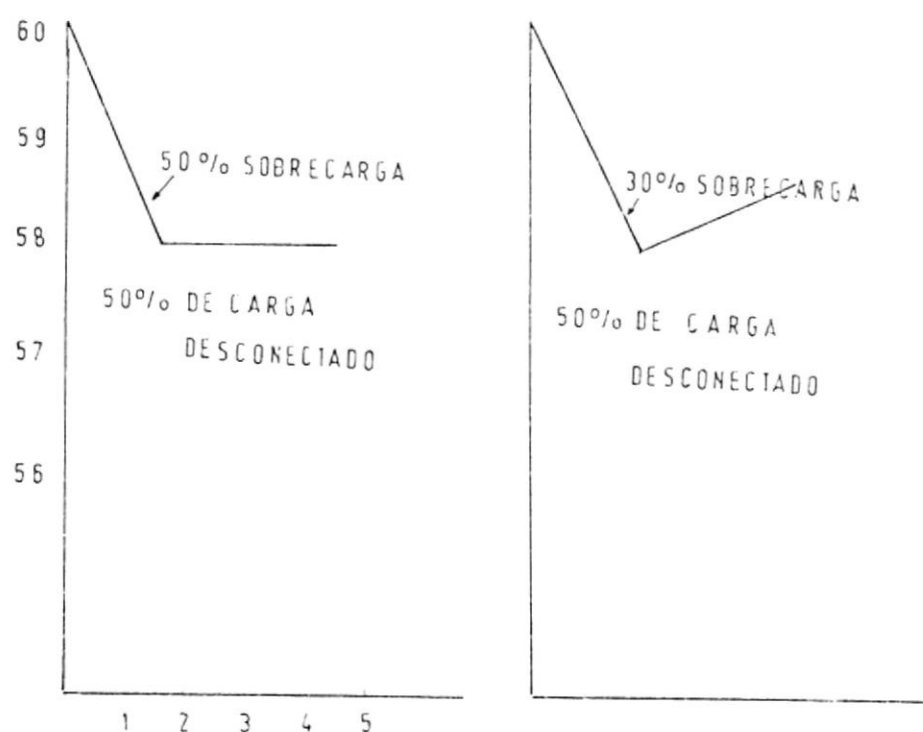
4.2. PARAMETROS ASOCIADOS EN EL PROGRAMA Y LA OPERACION DEL SISTEMA

4.2.1. Número de Pasos

El más elemental de los esquemas de desconexión automática de carga es el que una vez determinado el máximo porcentaje de sobrecarga que puede soportar el sistema, se calibran los relés para que actúen a determinada frecuencia y desconecten un monto de carga de igual magnitud.

Si bien es cierto que este modelo evitaría que la frecuencia continúe decreciendo, no es menos cierto que en la mayoría de los casos, es decir cuando los disturbios sean de menor magnitud sufrirían la interrupción del servicio numerosos usuarios sin mayor razón, además complicaría el operativo de la restitución a condiciones normales de operación.

Además si el disturbio es menor y se desconecta carga en demasía, se pueden producir situaciones de sobrevoltajes y altos valores de frecuen



cia, que acarrearían problemas de estabilidad transiente al sistema.

Otro modelo consiste en calibrar los relés de baja frecuencia en dos grupos, así de esta forma, si el disturbio es menor solo ocurrirá el primer paso y se evitará la suspensión de servicio al resto de usuarios, solo llega a efectuarse el segundo paso si la sobrecarga supera

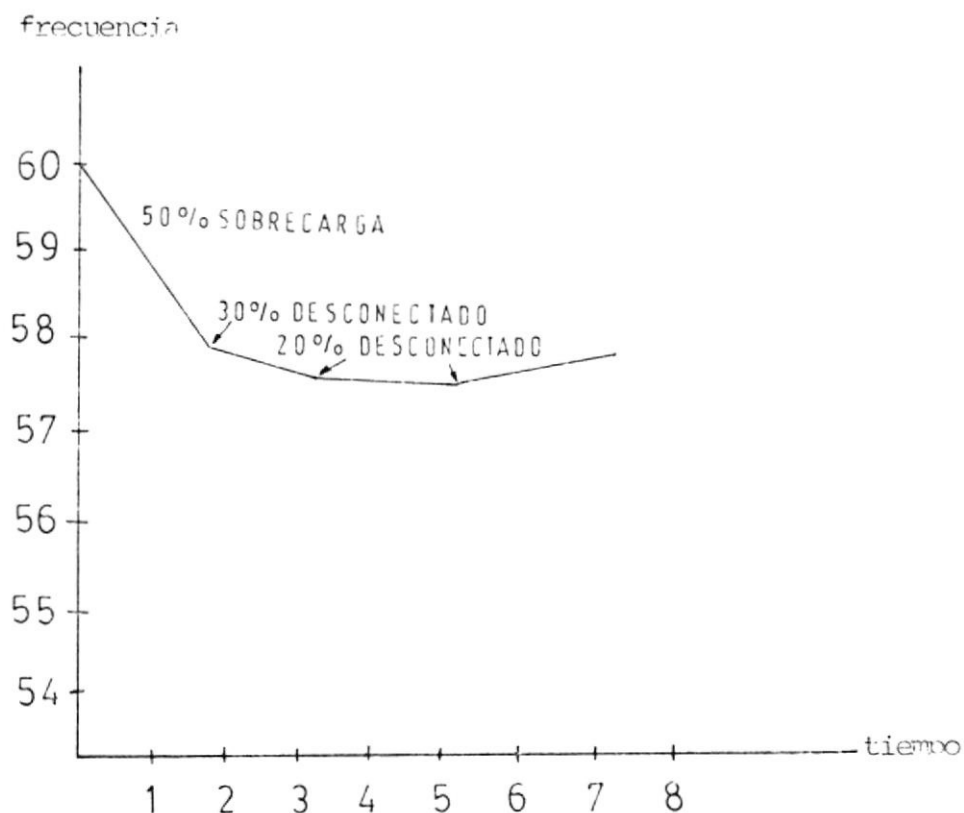
al monto desconectado en el primero y por lo tanto continúa decreciendo el valor de la frecuencia.

Por lo anteriormente expuesto, se puede optimizar el número de consumidores a los cuales se les suspende el suministro aumentando el número de pasos a tomar, con el solo hecho de calibrar los relés a varias frecuencias.

Por otro lado, el aumentar el número de pasos dificulta enormemente la coordinación de los relés, motivo por el cual, comúnmente se utilizan modelos de dos a cinco pasos.

4.2.2. Cantidad de carga desconectada en cada paso

La cantidad de carga desconectada en cada paso está ligada íntimamente con los porcentajes de sobrecarga previstos, con la configuración del sistema y todo esto relacionado con la probabilidad de pérdida o salida forzada de generadores del sistema o líneas de interconexión o transmisión.



Así los primeros pasos a tomar son los debidos a la sobrecarga producida por la salida de línea de las unidades de menor capacidad y los últimos debido a las grandes cantidades de sobrecargas - producidas al salirse de línea las unidades de mayor capacidad.

4.2.3. Frecuencias a las que se realiza la desconexión de carga

Las frecuencias a las que se debe realizar la desconexión de la carga en cada paso, depende del rango de frecuencia de operación normal del sis

tema, de la velocidad de respuesta de los relés usados y el número de pasos que previamente se ha decidido tomar.

Severas sobrecargas producirían una caída rápida de la frecuencia y la mayoría de los artefactos (motores, bombas, computadoras, etc.) están diseñadas para un rango de 60-50 ciclos por segundo y a menudo sufren desperfectos fuera de ese rango de operación.

Lo mismo sucede con los auxiliares de las calderas y se estima que operan efectivamente sobre los 56.5 ciclos por segundo.

Además las turbinas a gas cuando trabajan con cargas pesadas alrededor de los 58,5 ciclos o menos, y durante períodos relativamente largos, pueden llegar a un estado de resonancia a nivel de las aletas de la turbina, lo cual produce una fuerte vibración y consecuentemente la fatiga del metal.

Por norma esta situación de vibración no puede ser mayor a 10 minutos, además deberá tomarse

en consideración que esta fatiga es acumulativa.

Comúnmente los límites de trabajo son proporcionados por los fabricantes de las turbinas.

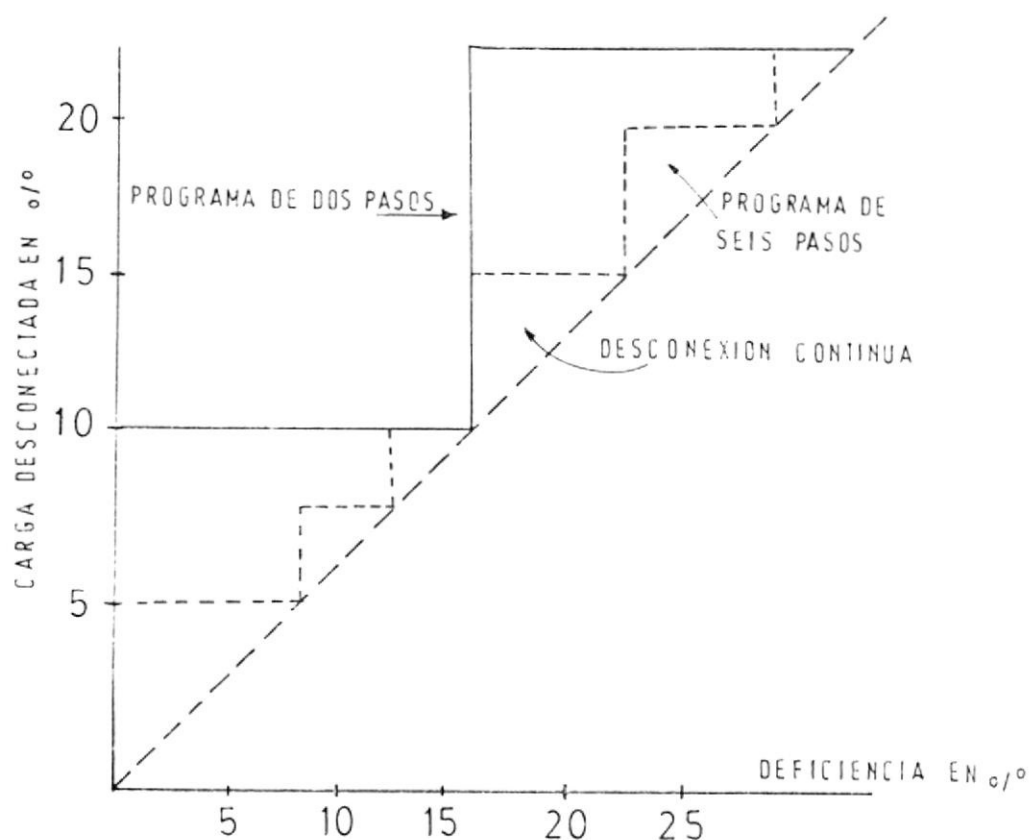
Por lo anteriormente expuesto, la frecuencia a la cual se produce el primer paso de desconexión automática de carga, deberá ser justamente bajo la frecuencia normal de operación y se la define cuando se usa relés de estado sólido entre 59.6 y 59.8 ciclos.

Adicionalmente este paso deberá ser ajustado para el menor disturbio esperado, luego del cual el sistema esté en capacidad de recobrar sus condiciones de normal operación.

El resto de los pasos se los puede calcular de la siguiente manera:

1. Usando las curvas de disparo de los relés, calcular la frecuencia actual o real a la que se desconecta la carga en el primer paso para la mayor sobrecarga esperada.

2. Ajustar el segundo grupo de relés justo bajo esta frecuencia, lógicamente dando un tiempo razonable para la operación de los relés.



3. Después de haber calculado los dos primeros pasos, la rata de decrecimiento de la frecuencia puede ser calculada como el resultado de la mayor sobrecarga esperada menos la desconectada anteriormente.
4. Se repetirán los cálculos hasta obtener el número de pasos previamente determinados por las condiciones de operación del sistema.

5. Determinar el valor de la frecuencia después del último paso debido a la mayor sobrecarga esperada, este valor como es de suponer no debe exceder a 58 ciclos por lo que se expuso sobre la fatiga en las turbinas.

Si las turbinas tienen un límite de operación menor, el nivel inferior de la frecuencia se puede establecer entre 56.5 y 57.5, pero no mas abajo de estos valores, pues degenerarían el rendimiento de los equipos y el comportamiento de las plantas.

Si el valor de la frecuencia calculada después del último paso, es menor al límite inferior de operación se deberá realizar lo siguiente:

1. Reducir intencionalmente el tiempo de espera de los relés.
2. La primera desconexión de carga efectuarla a un valor más alto de frecuencia, lógicamente si esto es posible.
3. Usar relés de respuesta de frecuencia mas rá-

pida, para reducir el margen de operación en
tre los pasos.

4. Incrementar la carga desconectada en los pri
meros pasos.
5. Reducir el número de pasos e incrementar la
carga desconectada en cada uno de los mismos.
6. En definitiva aumentar la totalidad de la car
ga desconectada por el programa.

4.2.4. Tiempo de retardo

Como es bien conocido, adicionalmente al tiempo de operación, existe en forma auxiliar en los re
lés el llamado tiempo de retardo, la experiencia nos demuestra que cuando los relés se programan con el menor tiempo de retardo, se hace mas fá-
cil el esquema de desconexión automática de carga, pues se puede aumentar el número de pasos y la coordinación entre ellos.

Por esta razón se debe tratar de no interpolar al tiempo total de operación estos auxiliares que

nos podrían traer complicaciones en la coordinación, naturalmente todo tiene sus excepciones y habrán casos que se deberá tomar mano de ellas.

4.2.5. Localización de los relés de baja frecuencia

La ventaja de un programa de desconexión automática de carga realizada por medio de relés de baja frecuencia, es que estos se pueden prácticamente desparramar por todo el sistema, y su ubicación depende fundamentalmente de la operación del mismo, es decir como se los coloca a nivel de subestaciones de distribución para desconectar las cargas en pequeños bloques. Lógicamente se debe establecer prioridades, tanto de operación (presencia o no de operadores, sistemas de comunicación de las mismas. etc.) y de naturaleza de las alimentadoras que van a salir de servicio (tipo de cargas, residenciales, industriales, etc.) presencia de hospitales, clínicas y servicios de emergencias, etc.

De acuerdo a estas prioridades se debe establecer como norma que las cargas primeramente desconectadas serán las últimas en restablecerse y

las sacadas en los últimos pasos deberán ser las primeras en reconectarse.

A manera de resumen podremos concluir que con el modelo de simulación de una máquina, muchas pruebas se pueden realizar para determinar las respuestas ya sea con un programa de un solo paso o de varios. En estas pruebas las variables son: el número de pasos, la cantidad de carga desconectada en cada paso, las frecuencias a la que se debe realizar las desconexiones y la frecuencia mínima de operación, otra de las variables de estas simulaciones es la máxima sobrecarga esperada.

La respuesta de un sistema de acuerdo a la magnitud del disturbio ocurrido se puede clasificar en tres categorías:

La primera es si el disturbio es de pequeña magnitud, lo que evita que se inicie la desconexión automática de carga, es decir la capacidad de reserva en las máquinas que ese instante alimentan al sistema es suficiente para lograr restablecer

el equilibrio en el sistema, y además la velocidad de respuestas de estas máquinas es rápida.

Los dos casos restantes ya envuelven el suceso de que ocurran uno o mas pasos de desconexión automática de carga, es decir el tamaño del disturbio es mayor, lo que produce una caída más rápida del valor de la frecuencia, o puede ocurrir que aunque el disturbio no sea mayor y que el sistema tenga una respuesta lo suficientemente rápida y eventualmente se produzcan uno o mas pasos de desconexión automática de carga.

Aquí justamente radica la importancia de determinar la cantidad de carga desconectada en cada paso, para que el programa, debido a la sobrecarga existente, y tomando en cuenta la reserva disponible, no saque de línea a demasiados usuarios, además si en un paso se saca de línea demasiada carga, se pueden producir fluctuaciones de frecuencia llegando a valores superiores al nominal, lo que puede acarrear problemas de estabilidad transiente en el sistema.

Lo anteriormente expuesto es una de las razones -

por las que se prefiere un programa de varios pasos, pues se tiene mejor cobertura del problema sin correr demasiados riesgos de fluctuaciones.

4.3. DATOS CARACTERISTICOS DEL SISTEMA

En esta sección me limito a mostrar datos característicos del sistema, los cuales sirven de base para definir los parámetros del programa, tales como máxima carga, mínima carga, máxima cantidad de sobrecarga, determinación de la constante de inercia del sistema, los cuales constituyen datos fundamentales del presente trabajo, además se presenta una lista de todos los alimentadores a 13.8 KV que en la actualidad sirven al sistema.

ALIMENTADORAS DEL SISTEMA A 13.8 KV

	MINIMA DEMANDA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MAXIMA
EL ORO	2.500	3.250	4.000 Kw
LIZARDO GARCIA	2.500	4.600	6.700 Kw
PORTETE	2.300	3.700	5.100 Kw
ESMERALDAS	1.800	3.500	5.200 Kw
CORONEL	1.800	3.700	5.600 Kw
ALFARO	2.000	3.250	4.500 Kw
25 DE JULIO	3.800	4.300	4.800 Kw
ACERIAS	800	1.400	2.000 Kw
CUBA	4.000	4.600	5.800 Kw
ACACIAS	2.000	3.100	4.200 Kw
FCO. SEGURA	2.800	4.200	5.600 Kw
EL SALADO	2.800	4.050	5.500 Kw
HURTADO	1.900	2.900	3.900
TORRE I	1.500	2.750	2.400
TORRE II	3.600	4.800	6.000
TORRE III	2.800	3.500	4.200
PASCUALES	2.300	4.225	6.150
LA TOMA	2.000	2.300	2.600
MAPASINGUE I	4.200	5.800	7.400
MAPASINGUE III	1.800	2.200	2.600
NORTE	2.500	3.200	3.900
LOS CEIBOS	2.000	3.450	4.900
MIRAFLORES	2.000	2.625	3.250
C.J. AROSEMENA	2.800	3.100	3.400
URDESA	3.600	3.800	4.000

	MINIMA DEMANDA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MAXIMA
LOMAS	3.600	3.800	4.000
NUEVA BOYACA	1.000	1.615	2.250
CORDOVA	1.400	1.750	2.100
PANAMA	2.600	4.100	5.600
PADRE SOLANO	2.000	3.625	5.250
LA PUNTILLA	2.300	3.875	5.450
LAS PEÑAS	2.000	2.500	3.000
ATARAZANA I	1.800	3.900	6.000
ATARAZANA II	2.800	3.025	3.250
CERRO AZUL	2.800	4.750	6.700
SAN EDUARDO	4.200	4.450	4.700

DATOS PARA ESTUDIO DE ESTABILIDAD

<u>PLANTA GUAYAQUIL</u>	<u>KVA</u>	<u>H</u>	<u>lb-pie²</u>	<u>FP</u>	<u>X'di %</u>	<u>T'do</u>
Vapor N° 1	6.250	4.75	9.916	0.85	20.2	3.053
Vapor N° 2	6.250	4.75	9.916	0.85	20.2	3.03
Vapor N° 3	12.500	2.85	11.900	0.85	16.	4.5
Vapor N° 4	12.500	2.85	11.900	0.85	16.	4.5
Gas	18.824	7.32	46.000	0.85	30.2	4.191
 <u>PLANTA EST. SAL.</u>						
Vapor	35.294	3.41	40.180	0.85	24.	7.01
Gas N° 1	28.200	1.43	13.500	0.85	28.	4.75
Gas N° 2	28.200	1.43	13.500	0.85	28.	4.75
Gas N° 3	28.200	1.43	13.500	0.85	28.	4.75
Gas N° 5	27.687	7.57	70.000	0.80	18.	5.11
Gas N° 6	29.600	7.39	73.060	0.90	25.	5.115
 <u>INECEL</u>						
Vapor	68.700	3.98	91.433		24.27	7.03
Gas N° 4	36.400	1.44	17.500		24.9	7.8

QUITO

Reactancia equivalente de la fuente en %

8.25

MVA Base 100

KV Base 67

Constante de inercia H = 4.373 (100 MVA)

DATOS PARA ESTUDIO DE ESTABILIDAD

<u>PLANTA GUAYAQUIL</u>	<u>KVA</u>	<u>Lb-pie²</u>	<u>X'di %</u>	<u>T'do</u>
Vapor N° 1	6.250	9.916	20.2	3.053
Vapor N° 2	6.250	9.916	20.2	3.03
Vapor N° 3	12.500	11.900	16.	4.5
Vapor N° 4	12.500	11.900	16.	4.5
Gas	18.824	46.000	30.2	4.191
 <u>PLANTA EST. SAL.</u>				
Vapor	35.294	40.180	24.	7.01
Gas N° 1	28.200	22.000	28.	4.75
Gas N° 2	28.200	22.000	28.	4.75
Gas N° 3	28.200	22.000	28.	4.75
Gas N° 5	27.687	70.000	18.	5.11
Gas N° 6	29.600	73.060	25.	5.115
 <u>INECEL</u>				
Vapor	68.700	37.800	23.9	7.03
Gas N° 4	36.400	75.000	24.9	7.8

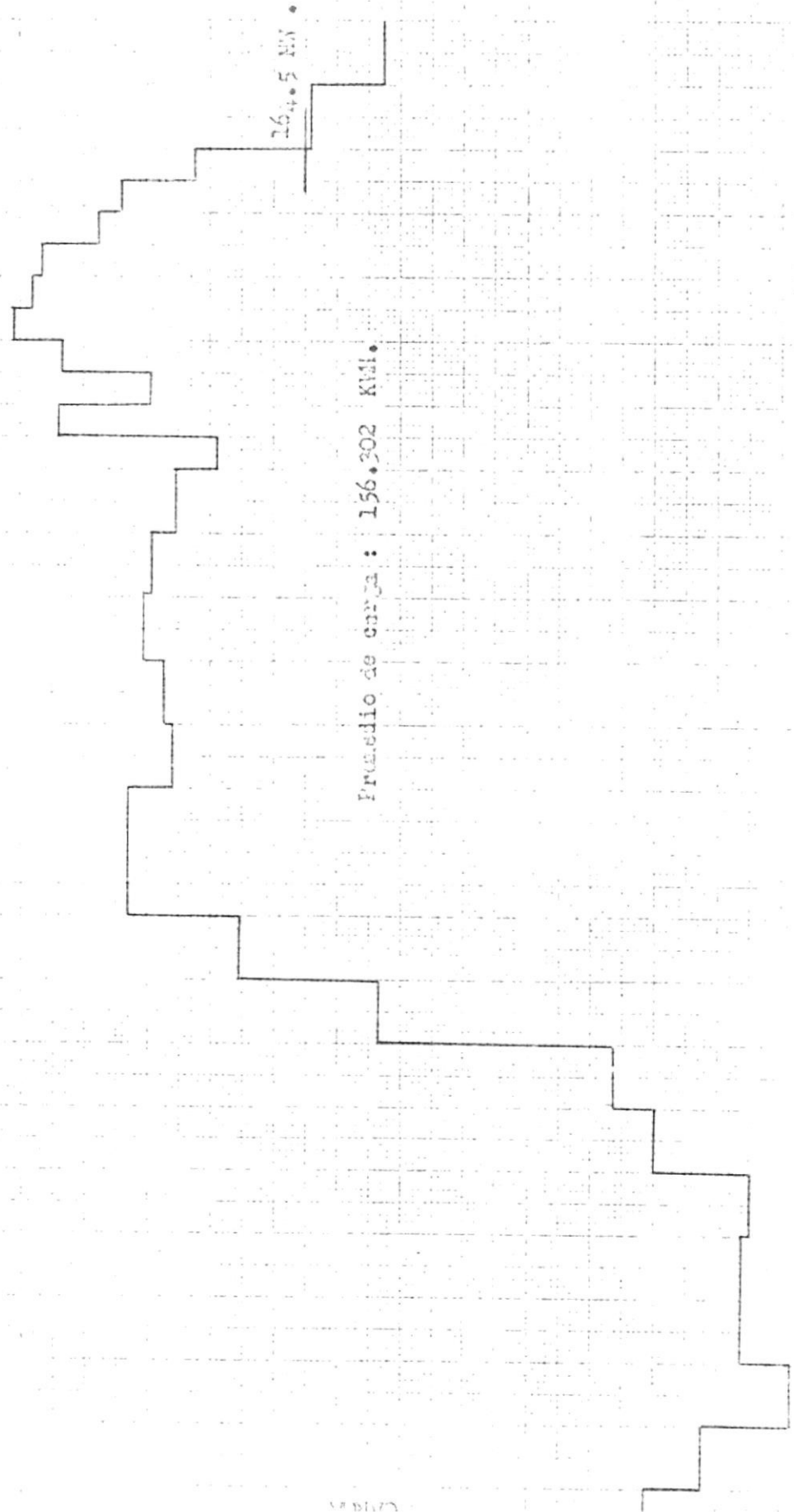
EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

CIENEGUILLA - ECUADOR

CIENEGUILLA DIVISION DE CARGA

FECHA : MARZO 10/80 HORA MAX.: 210.480 Kw.

DIA : LUNES GEN. BRUTA : 3'751.240 Kw.



Procedio de carga : 156.302 KWH.

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

GUAYAQUIL - ECUADOR

CURVA DIARIA DE CARGA

FECHA: Marzo 11/80 HORA MAX.: 219.440

DIA : Martes Cel. BRUTA : 3.978.400 Kw

CARGA

164,5 MW

Promedio de carga: 165.707 KWH.

TIEMPO

68

SISTEMA GUAYAQUIL

CURVA DE PRODUCCION BRUTAS JUEVES FEBRUERO 26/80

GENERACION BRUTA : 4'135.220 KWH.

GENERACION NETA : 4'059.402 KWH.

HORA DE MAXIMA GENERACION BRUTA: 220.160 KWH

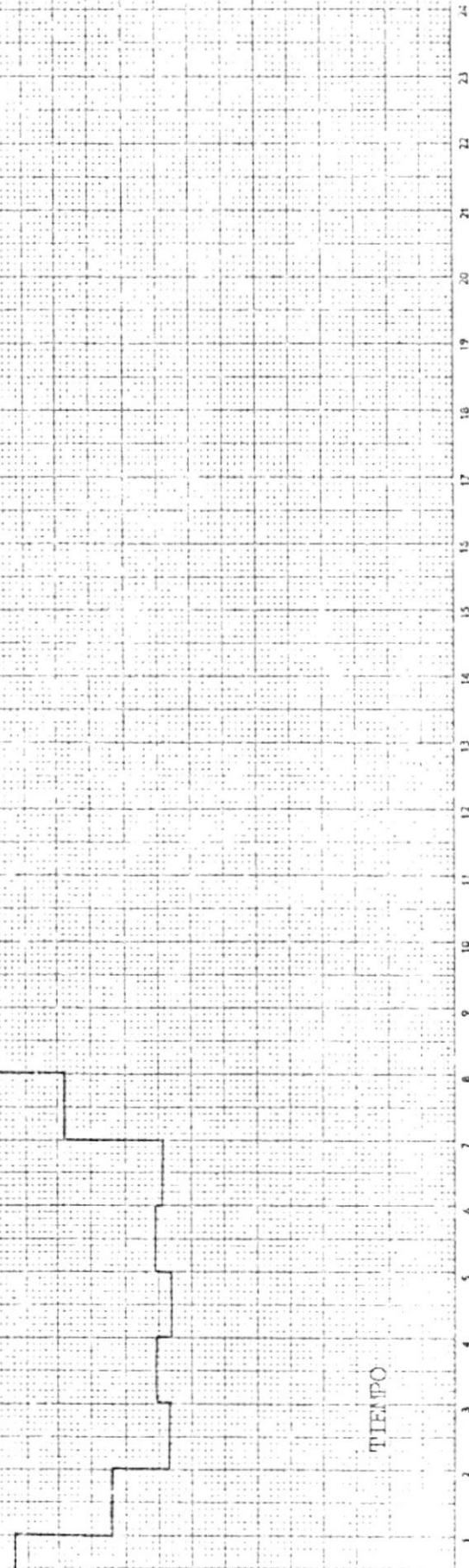
DESDE 19:00 HASTA 19:30

FACTOR DE CARGA : 78.3%

HORA DE MAXIMA GENERACION

CARGA

TIEMPO



4.4. ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE DESCONEXION

Se ha escogido para el análisis tres alternativas a seguir, las mismas que tienen las siguientes características:

ALTERNATIVA # 1

1ª Paso a 59.5 ciclos	20 MVA	(9.52%)
2ª Paso a 59.0 ciclos	20 MVA	9.52%
3ª Paso a 58.85 ciclos	30 MVA	14.3 %
4ª Paso a 58.4 ciclos	40 MVA	19.04 %

ALTERNATIVA # 2

1ª Paso a 59.5 ciclos	30 MVA	14.3 %
2ª Paso a 59.0 ciclos	20 MVA	9.52%
3ª Paso a 58.5 ciclos	20 MVA	9.52%
4ª Paso a 58.2 ciclos	40 MVA	19.04%

ALTERNATIVA # 3

1ª Paso a 59.6 ciclos	30 MVA	14.3%
2ª Paso a 59.2 ciclos	20 MVA	9.52%
3ª Paso a 58.8 ciclos	20 MVA	9.52%
4ª Paso a 58.4 ciclos	40 MVA	19.04%

Se escogió bloques de 20, 30 y 40 MVA, para la desconexión automática, por ser los más prácticos, ya que el sistema posee algunas turbinas de 20 MW de potencia y además es fácil desconectar en bloques las varias alimentadoras de una subestación utilizando un solo relé de baja frecuencia que proporcione la señal de desconexión a un lock out relé, que a la vez permita la desconexión en bloque, procedimiento que simplifica la operación de la normalización además de resultar mas económica.

Cabe destacar que estas alternativas cumplen su cometido en las condiciones máxima y mínima carga como se demuestra en las curvas respectivas.

El primer paso de desconexión automática de carga se ha escogido en 59.6 y 59.5 ciclos, valores algo cercanos al nominal como lo indica la práctica en estos casos y el último paso sobre los 58 ciclos, para evitar que los generadores trabajen a frecuencias bajo ese nivel, lo cual les podría causar serios problemas como se ha descrito en capítulos anteriores.

En todas las alternativas se ha escogido que la mayor reyección se la realice en el último paso, con lo que

se logra, en casos de un mayor disturbio una rápida recuperación del valor de la frecuencia y con ello la normalización de las condiciones de operación, así mismo se reduce el tiempo de trabajo a baja frecuencia de los generadores del sistema.

La alternativa # 1 realiza en los dos primeros pasos - desconexiones del 9.52% se carga y deja para los dos últimos pasos las desconexiones de mayor cuantía.

Por otro lado, las alternativas # 2 y # 3, realizan en su primer paso una desconexión mayor 14,3%, seguidos de un paso de 9.52%.

Me inclino por la segunda alternativa, debido a que teniendo un primer paso de 14.3%, lo que permite una rápida recuperación del sistema cuando ocurran disturbios menores, esto es que no se produzcan los siguientes pasos de desconexión de carga, tiene además la ventaja de producirla a 59.5 ciclos, lo que da lugar a que en caso de ocurrir pequeñas sobrecargas, permita al sistema usando su capacidad de reserva rotatoria recuperarse.

Todas las alternativas permiten que se produzca una desconexión máxima de 110 MVA, 52.38% de carga total, lo que supera a la máxima sobrecarga prevista (desconexión de la alimentación de INECEL), y además, nos ofrece la ventaja de que en condición de mínima carga, la potencia entregada por INECEL al sistema sea del orden de los 50 MVA.

CAPITULO V

IMPLEMENTACION

Existen básicamente dos tipos de relés de baja frecuencia aplicables a esquemas de desconexión automática de carga, ellos son los relés estáticos, tipo SFF y los relés electromecánicos, tipo CFF, a continuación paso a describirlos:

5.1. APLICACION DE RELES ESTATICOS

El relé de tipo estático, emplea técnicas de tipo digital para medir la frecuencia del sistema; fundamentalmente este relé consiste en un oscilador controlado por un cristal altamente estable, que supe continuamente pulsos de 2 MHz a un contador binario.

El contador, en conjunción con otros circuitos lógicos, determina la frecuencia del sistema por conteo del número de los pulsos ocurridos en un ciclo completo.

Para cualquier frecuencia, un determinado número de

pulsos es mayor que el número específico, es indica
ción de que la frecuencia tiene valores bajo el in-
dicado.

Por razones de seguridad las indicaciones de baja
frecuencia deberán ocurrir como mínimo tres ciclos
consecutivos antes que el relé opere.

Este tiempo mínimo se puede extender hasta 80 ci-
clos ajustando un contador de tiempo auxiliar.

Si el sistema se recupera y obtiene nuevamente el
valor de la frecuencia nominal, inmediatamente se
para la operación del contador de tiempo auxiliar y
regresa a cero para reiniciar el conteo. La opera
ción del relé de tiempo es independiente de la rela
ción de variación de frecuencia del sistema.

El relé de baja frecuencia estático, es un aparato
extremadamente exacto y estable, se lo puede ajus
tar dentro del rango de 54.2 a 60.8 KZ., con incre-
mentos de 0.05 HZ y su exactitud esta dentro de los
± 0.005 HZ del punto ajustado.

Este nivel de exactitud es mantenido para ambiente

que van desde 20 C hasta 60 C y es independiente del voltaje dentro del rango de 50% a 115% del voltaje nominal.

Todos los modelos de relés de baja frecuencia del tipo SFF, están provistos de un detector de voltaje, que bloquea la operación del relé, cuando el voltaje cae bajo los niveles para los cuales está condicionado este detector.

Los relés SFF tienen un tiempo mínimo de operación de 3 ciclos, como lo hemos dicho anteriormente, cuando su salida es un rectificador controlado por silicón, otros modelos cuya salida es a través de contactos electromecánicos tienen un tiempo mínimo de operación de 4 ciclos.

Todos los modelos de relés del tipo SFF, tienen para calibrarse un solo punto de frecuencia, tanto si son usados para desconectar carga o restaurarla al sistema.

En la aplicación de relés de baja frecuencia en un programa de desconexión automática de carga, debemos señalar que el valor de la frecuencia no se comienza a recuperar hasta que no se producen los

pasos respectivos de desconexión automática de carga. La curva que a continuación se muestra es construída para indicar la frecuencia versus el tiempo en que se abre el interruptor después que ocurra el disturbio, éstas curvas incluyen:

- a) Un tiempo de seis ciclos para que el interruptor se abra.
- b) Cuatro ciclos como tiempo mínimo de operación de los relés SFF.
- c) Dos diferentes curvas para dos diferentes calibraciones de los relés de SFF.
- d) Valores varios de relación de caída de frecuencia con respecto al tiempo.

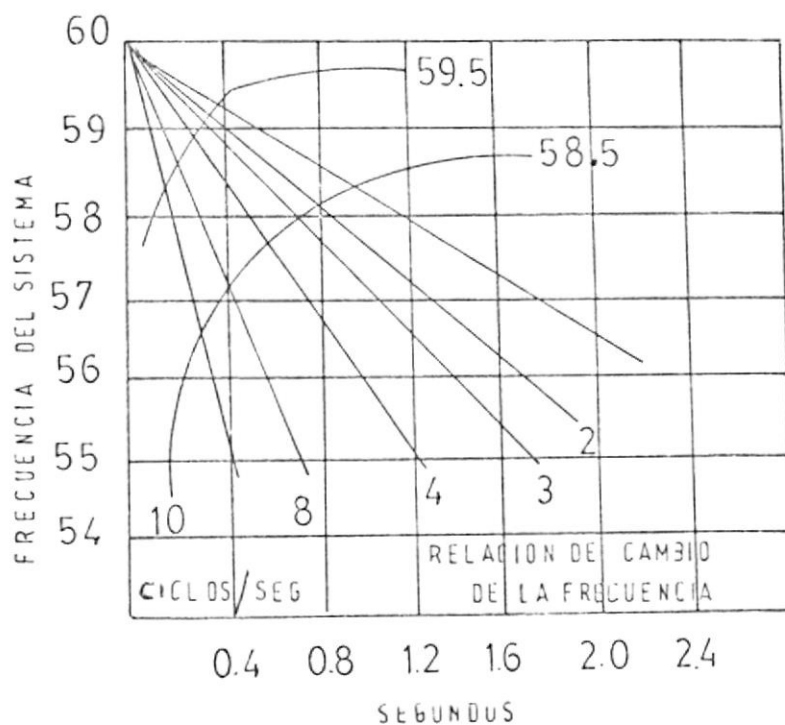
Estas curvas permiten, al ser hechas con los valores reales de un sistema, determinar directamente la frecuencia verdadera a la cual es removida la carga del sistema.

APLICACIONES DEL RELE SFF

Los relés del tipo SFF son aplicables básicamente en programas de desconexión automática de carga y protección de generadores en turbinas a vapor, ellas además son adaptables a problemas especiales de desconexión automáticas tales como reconectores de gran velocidad de respuesta y motores en la industria.

Si la transmisión que alimenta a una subestación es desconectada por cualquier razón, los motores tienden a mantener el voltaje mientras la frecuencia decrece, lo que ocasiona que disminuya lentamente la velocidad de los mismos, esto es especialmente verdad si la capacitancia de la línea mantiene excitados a los motores; este lento decaimiento del voltaje puede ser mayor al rango normal que es de 3 a 6 ciclos de retardo de disparo usados en relés de alta velocidad, lo que puede ocasionar disparos innecesarios de los interruptores de los motores, situación que se torna un tanto complicada en instalaciones que no poseen personal de operadores, puesto que la normalización de la industria ya no sería necesariamente la reenergización de la transmisión.

Esto se evita usando retardos de tiempo mayores (20 ciclos) ó disparos por bajo voltaje que merecen otro tipo de análisis. Muchas plantas industriales han adoptado en cierta forma un programa de desconexión automática, tal es el caso de grandes plantas que se alimentan de una derivación de una línea de transmisión que pertenece a un anillo, cuando ocurre una falla, los reconectadores de la línea de transmisión desconectan los dos extremos de la línea y después luego de cierto tiempo se produce un recierre en un extremo; como vimos anteriormente, los motores tienden a mantener el voltaje mientras su velocidad disminuye, si no se ha producido la desconexión automáticamente de la derivación que alimenta a esta industria, al producirse el recierre, los motores y los generadores si es que se tienen no están en sincronismo con el sistema lo que podría producir daños mayores, esto es una gran aplicación de los relés tipo SFF, los cuales van a conseguir la desconexión antes del recierre automático de la línea de transmisión.



A continuación se detallan las características de relés de baja frecuencia usados para rechazar carga:

MODELO	TARJETA	DISPARO RETARDADO	FUENTE DE PODER	BLOQUE BAJO VOLTAJE
SFF 21 A	TSL	4 - 80	DC	50% Fijo
SFF 21 B	T	3 - 80	DC	50% Fijo
SFF 21 H	TS1	4 - 80	DC	50% Fijo
SFF 23 C	TS1	4 - 80	ac	50% 90% Ajustable
SFF 23 H	TS1	4 - 80	ac	50% - 90% Ajustable.

T = Tarjeta operada en serie
 TS1 = Tarjeta operada en serie sellada

5.2. APLICACION DE RELES ELECTROMECAVICOS

Los relés de baja frecuencia CFF son de gran velocidad y son del tipo de tasa de inducción; el principio básico de operación es usar dos bobinas en circuitos separados que provocan un incremento en el desplazamiento de fases de flujos cuando la frecuencia decrece.

Esto va a provocar que se desarrolle un toque en la unidad y cierre los contactos de disparo.

El valor del toque producido es proporcional al seno del ángulo existente entre los dos flujos.

Cuando la frecuencia decae el desplazamiento angular - crece, consecuentemente incrementa el torque producido.

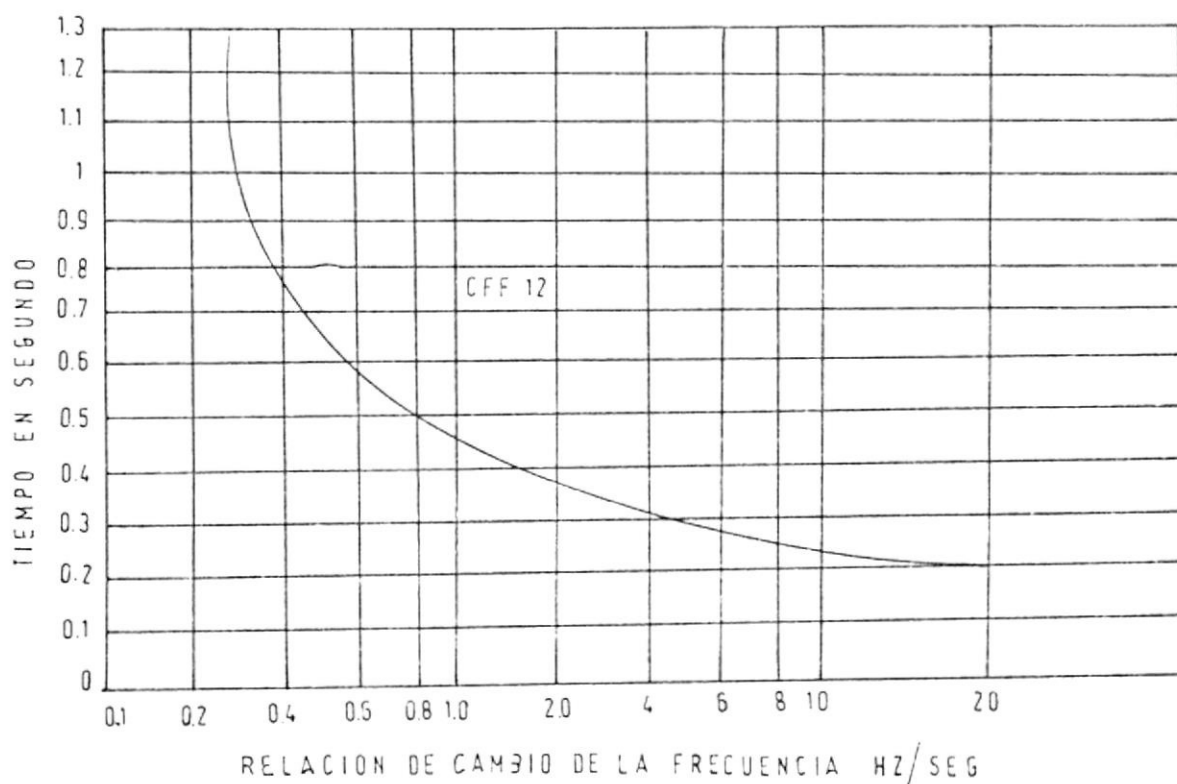
Si la frecuencia decae rápidamente, el torque también se incrementará rápidamente y lógicamente los contactos de disparo se cerrarán en menor tiempo.

De esta manera podremos decir que el tiempo de operación de este tipo de relé, es función de la relación de variación de la frecuencia con respecto al tiempo.

Los relés del tipo CFF, son continuamente calibrados en el rango de 56 a 59.5 HZ., tienen compensación para la

variación del voltaje y poseen calentadores incorporados; su comportamiento no varía de ± 0.25 HZ en el rango de -20 C a 55 C de temperatura y con una señal de voltaje que puede variar entre 50 al 110 % del voltaje nominal.

La curva que se encuentra a continuación muestra el tiempo de operación de un relé tipo CFF 12 versus la relación de cambio caída de la frecuencia; ésta curva da el tiempo de operación después de efectuada la operación de rechazo de carga.



El relé CFF 12 incluye adicionalmente y fijo un retardo de tiempo de 6 ciclos para prevenirlo de operaciones incorrectas, cuando se desconecta o se aplica repentinamente la fuente de voltaje.

APLICACIONES DE LOS RELES CFF

Básicamente son usados en programas de desconexión automática de carga y relés como los CFF 15 y CFF 23 tienen en forma adicional retardos de tiempo, lo cual los permite usar en problemas especiales de desconexión automática de carga como en los casos de los Motores y de Reconnectores automáticos de gran velocidad.

Otro caso de aplicación de relés de baja frecuencia, es la protección de generadores, debido a que estos no deben trabajar períodos largos a baja frecuencia, que haya sobrepasado los cálculos del programa de desconexión automática de carga, reconociendo esta posibilidad, muchas empresas que suministran energía utilizan relés de baja frecuencia para proteger los quemadores de las turbinas a vapor.

5.3. IMPLEMENTACION

Ya hemos descrito a breves rasgos los tipos de relés

usados para programas de desconexión automática de carga, a continuación describo el relé usado por EMELEC, el I T E - 81, relé para baja frecuencia.

El relé para baja frecuencia ITE - 81 es en realidad un relé de estado sólido, previsto para una acertada protección para baja frecuencia para sistemas de potencias y sus equipos.

Este relé usa tecnologías de estado sólido y técnica de conteo digital para una mejor medición de la baja frecuencia.

La medición básica del tiempo es proporcionada por un oscilador de cristal extremadamente estable, y su rango de exactitud es del orden de las 0.003 HZ.

El relé está provisto de punto de disparo y retardador de tiempo los cuales pueden ajustarse según las necesidades del sistema fácilmente en la parte frontal del panel, moviendo interruptores de disco.

El período de retardo de tiempo comienza cuando el relé a contabilizado tres ciclos completos a una frecuencia inferior a la frecuencia de disparo.

El contador de retardo de tiempo volverá a encerrarse si antes de los tres ciclos se recupera el valor de la frecuencia, esto lógicamente evita disparos y oscilaciones innecesarias para el sistema.

El relé de baja frecuencia ITE-81, tiene características de operación que lo convierten en ideal para programas de desconexión automática de carga.

La estabilidad de las características de este relé permiten un ajuste mucho más apretado que los que emplean los relés del tipo electromecánicos, y ajustar los pasos entre los diferentes puntos de disparos del programa.

Una de las ventajas del relé ITE-81, es que el tiempo de disparo es constante y es independiente de la relación de cambio de la frecuencia con respecto al tiempo.

El ancho rango de retardo de tiempo de los relés ITE-81, es usado principalmente en subestaciones de distribución que poseen alimentadoras de tipo industrial (grandes motores como carga); si la fuente de poder es removida, el voltaje en la subestación tiende a mantenerse por un

corto período, pero decrece la frecuencia, si los relés operan en estas condiciones, los disyuntores de los motores también operan y no se recerrarán al reenergizarse la fuente, situación que se evita si se usa un retardo de tiempo relativamente grande.

Características del relé ITE-81

Circuito de entrada: 60 - 140 Vac., 60 Hz

Función de bajo voltaje: ajustable 60 - 120 Volt.

Carga al circuito de entrada: 0.7 V.A.

Punto de disparo: Uno; ajustable de 60-54 Hz seleccionado por interruptores de disco según tabla.

Tolerancia de exactitud: \pm 0.005 Hz.

Retardo de tiempo: ajustable de 0 a 99 ciclos ocurrirán 3 ciclos para que comience el conteo.

Potencia: 48/125 volt. DC 0.6 Amp.

Circuito de salida: Contactos 125 volt. DC nominales

10 Amp. disparos forzados

5 Amp. continuo

5 Amp. resistencia de rotura

0.3 Amp. Inductancia de ruptura

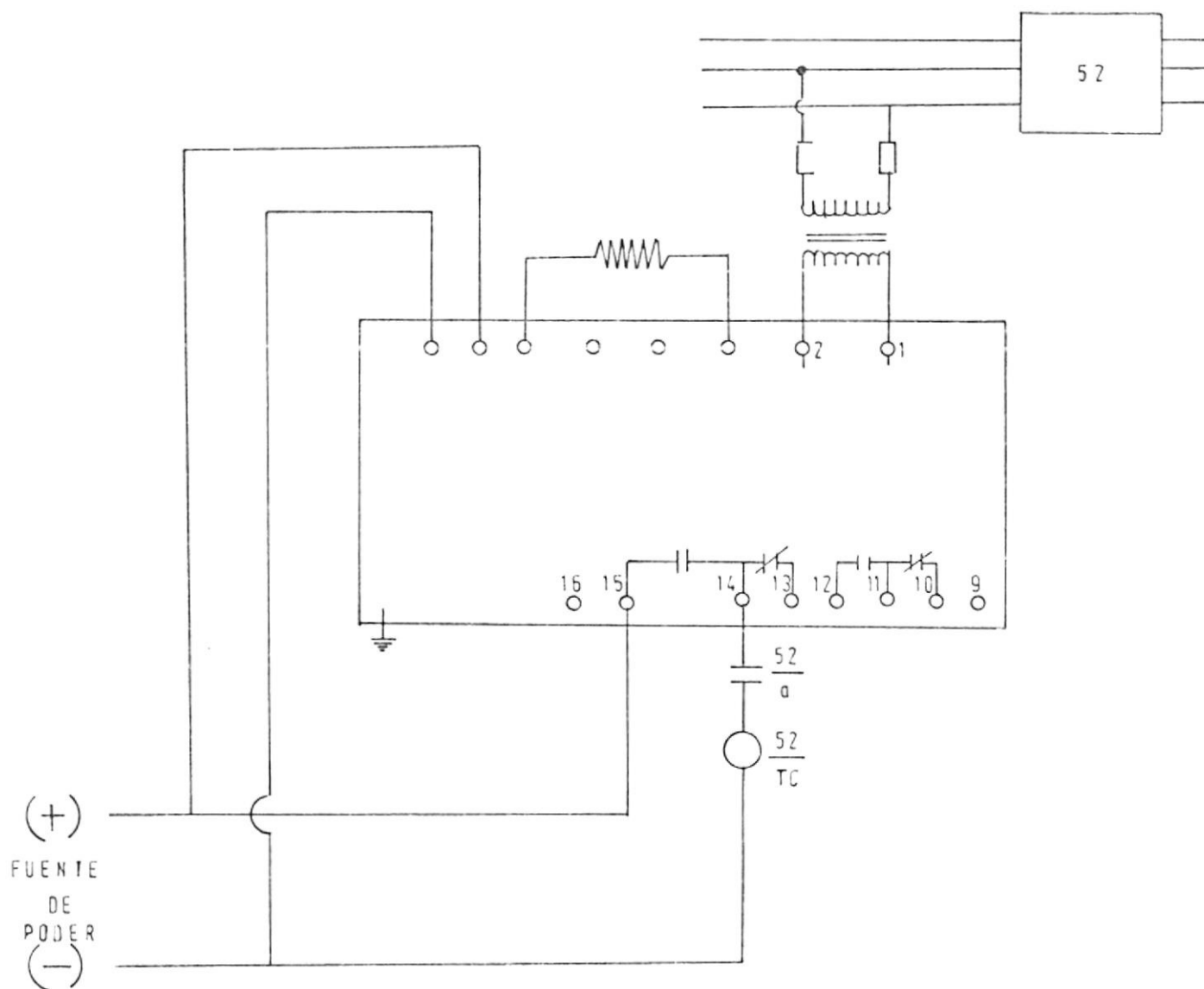
Temperatura: Nominal. 25 C ambiente

Adicional \pm 0.01% de tolerancia - 15 C a 55 C.

Debe operar: - 30 C a 75 C.

Conexión típica del relé ITE - 81

CONEXION TIPICA DEL RELE ITE-81



RELE IT-81
 CODIFICACION PARA AJUSTE DEL DISPARO POR BAJA
 RECUENCIA

DISPARO	AJUSTES			
60	13	6	6	11
59.95	15	9	6	11
59.9	12	3	7	11
59.85	14	6	7	11
59.8	12	0	8	11
59.75	14	3	8	11
59.7	12	7	8	11
59.65	14	0	9	11
59.6	13	4	9	11
59.55	15	7	9	11
59.5	13	1	0	12
59.45	15	4	0	12
59.4	13	8	0	12
59.35	15	1	1	12
59.3	13	5	1	12
59.25	12	9	1	12
59.2	14	2	2	12
59.15	12	6	2	12
59.1	14	9	2	12
59.05	13	3	3	12
59	15	6	3	12
58.95	14	0	4	12
58.9	12	4	4	12
58.85	14	7	4	12
58.8	13	1	5	12
58.75	15	4	5	12
58.7	14	8	5	12

DISPARO		AJUSTES		
58.65	12	2	6	12
58.6	15	5	6	12
58.55	13	9	6	12
58.5	12	3	7	12
58.45	15	6	7	12
58.4	13	0	8	12
58.35	12	4	8	12
58.3	15	7	8	12
58.25	13	1	9	12
58.2	12	5	9	12
58.15	15	8	9	12
58.1	14	2	0	13
58.05	13	6	0	13
58	15	9	0	13
57.95	14	3	1	13
57.9	13	7	1	13
57.85	12	1	2	13
57.8	15	4	2	13
57.75	14	8	2	13
57.7	13	2	3	13
57.65	12	6	3	13
57.6	15	9	3	13
57.55	14	3	4	13
57.5	13	7	4	13
57.45	12	1	5	13
57.4	12	5	5	13
57.35	15	8	5	13
57.3	14	2	6	13
57.25	13	6	6	13
57.2	13	0	7	13

DISPARO	AJUSTES			
57.15	12	4	7	13
57.1	15	7	7	13
57.05	14	1	8	13
57	14	5	8	13
56.95	13	9	8	13
56.9	13	3	9	13
56.85	12	7	9	13
56.8	12	1	0	14
56.75	15	4	0	14
56.7	15	8	0	14
56.65	14	2	1	14
56.6	14	6	1	14
56.55	13	0	2	14
56.5	13	4	2	14
56.45	13	8	2	14
56.4	13	2	3	14
56.35	12	6	3	14
56.3	12	0	4	14
56.25	12	4	4	14
56.2	12	8	4	14
56.15	15	1	5	14
56.1	15	5	5	14
56.05	15	9	5	14
56	15	3	6	14
55.95	15	7	6	14
55.9	15	1	7	14
55.85	15	5	7	14
55.8	15	9	7	14
55.75	15	3	8	14
55.7	15	7	8	14

DISPARO		AJUSTES		
55.65	15	1	9	14
55.6	12	6	9	14
55.55	12	0	0	15
55.5	12	4	0	15
55.45	12	8	0	15
55.4	13	2	1	15
55.35	13	6	1	15
55.3	13	0	2	15
55.25	14	4	2	15
55.2	14	8	2	15
55.15	14	2	3	15
55.1	15	6	3	15
55.05	15	0	4	15
55	12	5	4	15
54.95	12	9	4	15
54.9	13	3	5	15
54.85	14	7	5	15
54.8	14	1	6	15
54.75	15	5	6	15
54.7	12	0	7	15
54.65	12	4	7	15
54.6	13	8	7	15
54.55	14	2	8	15
54.5	15	6	8	15
54.45	15	0	9	15
54.4	12	5	9	15
54.35	13	9	9	15
54.3	14	3	10	15
54.25	15	7	10	15

DISPARO

AJUSTES

54.2	12	2	11	15
54.15	13	6	11	15
54.1	14	0	15	
54.05	15	4	12	15

DISPARO POR BAJO VOLTAJE

Esta función está ajustada en la fábrica a 60 voltios, si se desea otra calibración, se removerá el circuito impreso del relé y se calibrará según se desee la varilla de disparo para el voltaje necesario.

INSTALACION

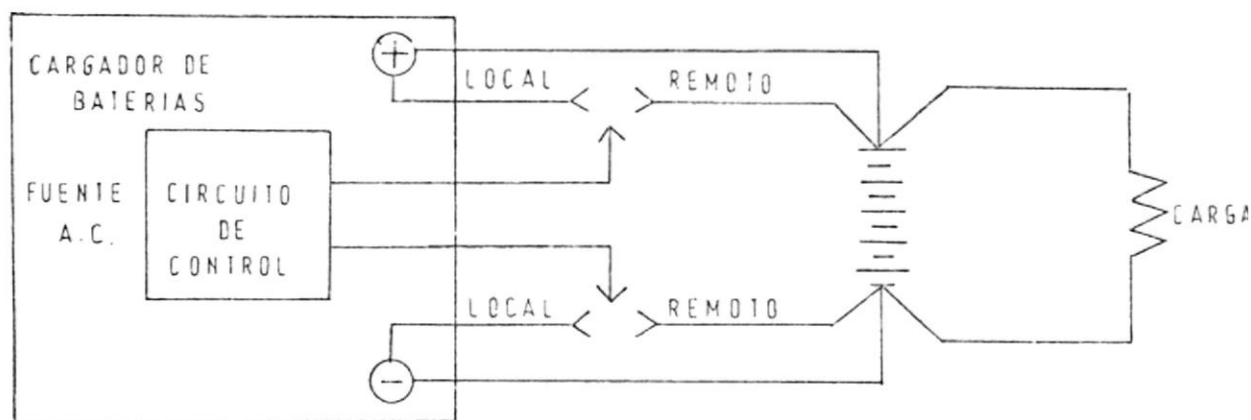
Como es de suponer el relé viene montado en un gabinete metálico y tiene la siguiente forma:

CIRCUIT SHIELD UNDERFREQUENCY RELAY						
TARGET ○ RESET						
CODED DROP OUT FREQ. SETTING					TIME DELAY IN CYCLES	
15	9	0	13	T	4	5
⊕ TYPE ITE 81 CAT 222 A1075 IB 18.4.79			CONTROL 48 125 VDC MEASURE 120 V. 60 H.Z.		GOULD	

Adicionalmente a esto en la cabina destinada a la instalación, que está localizada en las subestaciones se debe proveer a estos de alimentación DC.

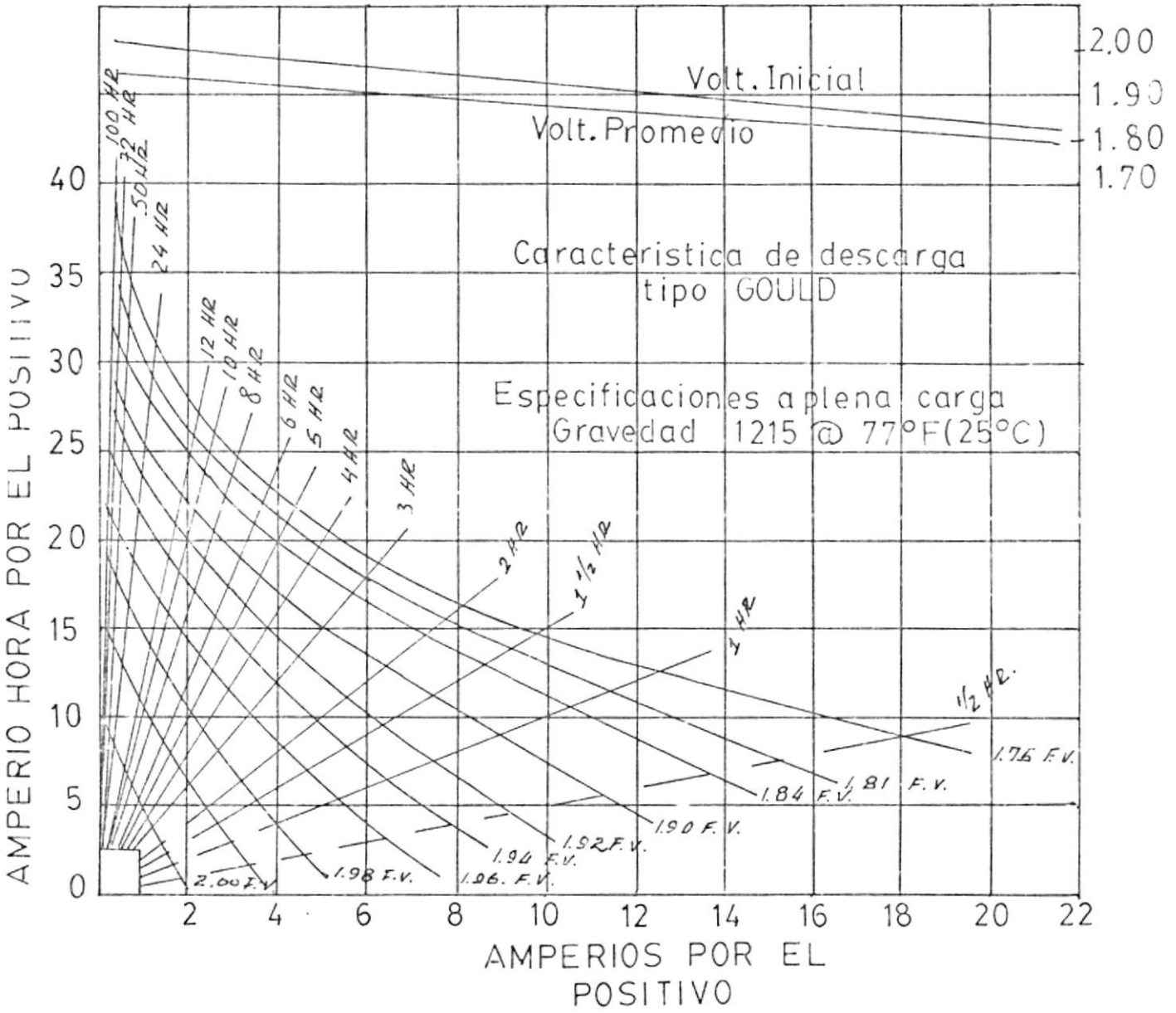
Esto se logra mediante un banco de baterías y su respectivo cargador para las mismas.

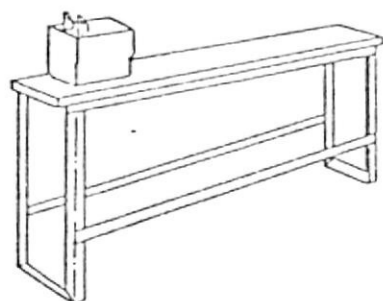
La conexión típica de un banco de baterías, su cargador y la alimentación es la siguiente:



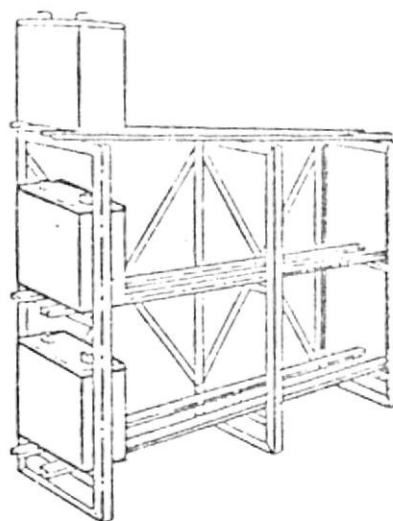
CONEXIÓN TÍPICA DE UN CARGADOR DE BATERIAS

A continuación se muestran con figuraciones de la instalación de las baterías y curvas de comportamiento de las mismas.

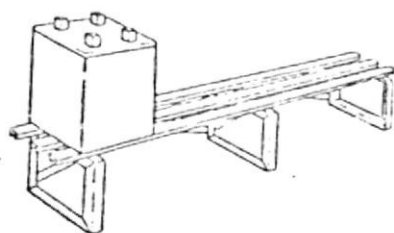




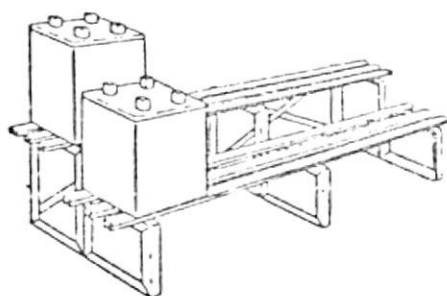
BANCO



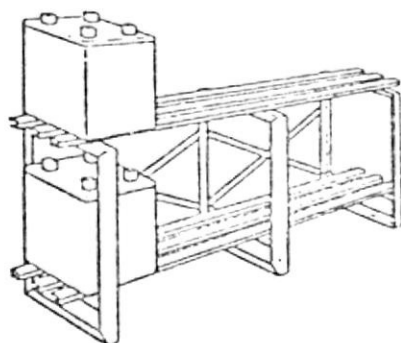
3 PISOS



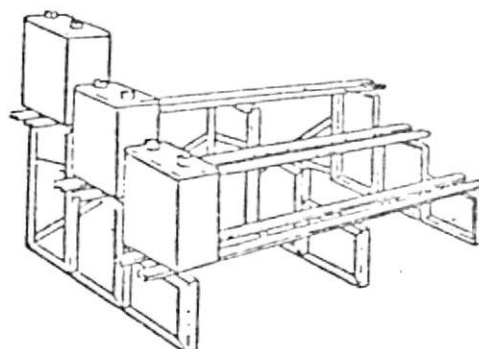
1 PISO



2 ESCALERAS



2 PISOS



3 ESCALERAS

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

De acuerdo a lo expuesto anteriormente nos queda por definir específicamente las alimentadoras que se desconectaron automáticamente en cada paso.

En el proceso de escogitamiento se ha tomado en cuenta los sectores que sirven cada alimentadora, el tipo de cargas que alimentan, dando lógicamente un trato preferencial a las que proporcionan energía a sectores industriales, hospitales, aeropuertos, bancos, etc. debido a la importancia socio-económica de las mismas, motivo por el cual se las ha escogido para los últimos casos de la desconexión automática de carga.

Otro de los factores tomados en cuenta en este proceso de selección, es la facilidad de reconexión, razón por la cual en los primeros pasos de la desconexión automática de carga, se saca de línea aquellas alimentadoras que parten de subestaciones con operadores permanentes.

CONDICION DE MAXIMA CARGA

1º Paso

Cemento Nacional	8.000	
El Oro	4.000	
Lizardo García	6.700	
Portete	5.100	
Esmeraldas	<u>5.200</u>	
	29.000	KW

2º Paso

Subestación La Torre	12.600	
Miraflores	3.250	
Norte	<u>3.900</u>	
	19.750	KW

3º Paso

Subestación El Guasmo	12.600	
Urdesa	4.000	
Carlos J. Arosemena	<u>3.400</u>	
	20.000	KW

4º Paso

Subestación Mapasingue	16.100	
Subestación Esmeraldas	10.000	
Subestación Atarazana	<u>9.600</u>	
	35.700 KW	Total 104.450 KW

CONDICION DE MINIMA CARGA

1º Paso

Cemento Nacional	6.000	
El Oro	2.500	
Lizardo García	2.500	
Portete	2.300	
Esmeraldas	<u>1.800</u>	
	13.100 KW	

2º Paso

Subestación La Torre	7.900	
Miraflores	2.000	
Norte	<u>2.500</u>	
	12.400 KW	

3º Paso

Subestación El Guasmo	8.600
Urdesa	3.600
Carlos J. Arosemena	<u>2.800</u>
	15.000 KW

4º Paso

Subestación Mapasingue	9.400
Subestación Esmeraldas	4.800
Subestación Atarazana	<u>4.600</u>
	18.800 KW
	TOTAL 59.300 KW

Valores que son superiores a la máxima sobrecarga esperada, tanto en las condiciones de máximas y mínima carga, lo que confirma que este programa de desconexión automática de carga evitara el colapso total del sistema Guayaquil.

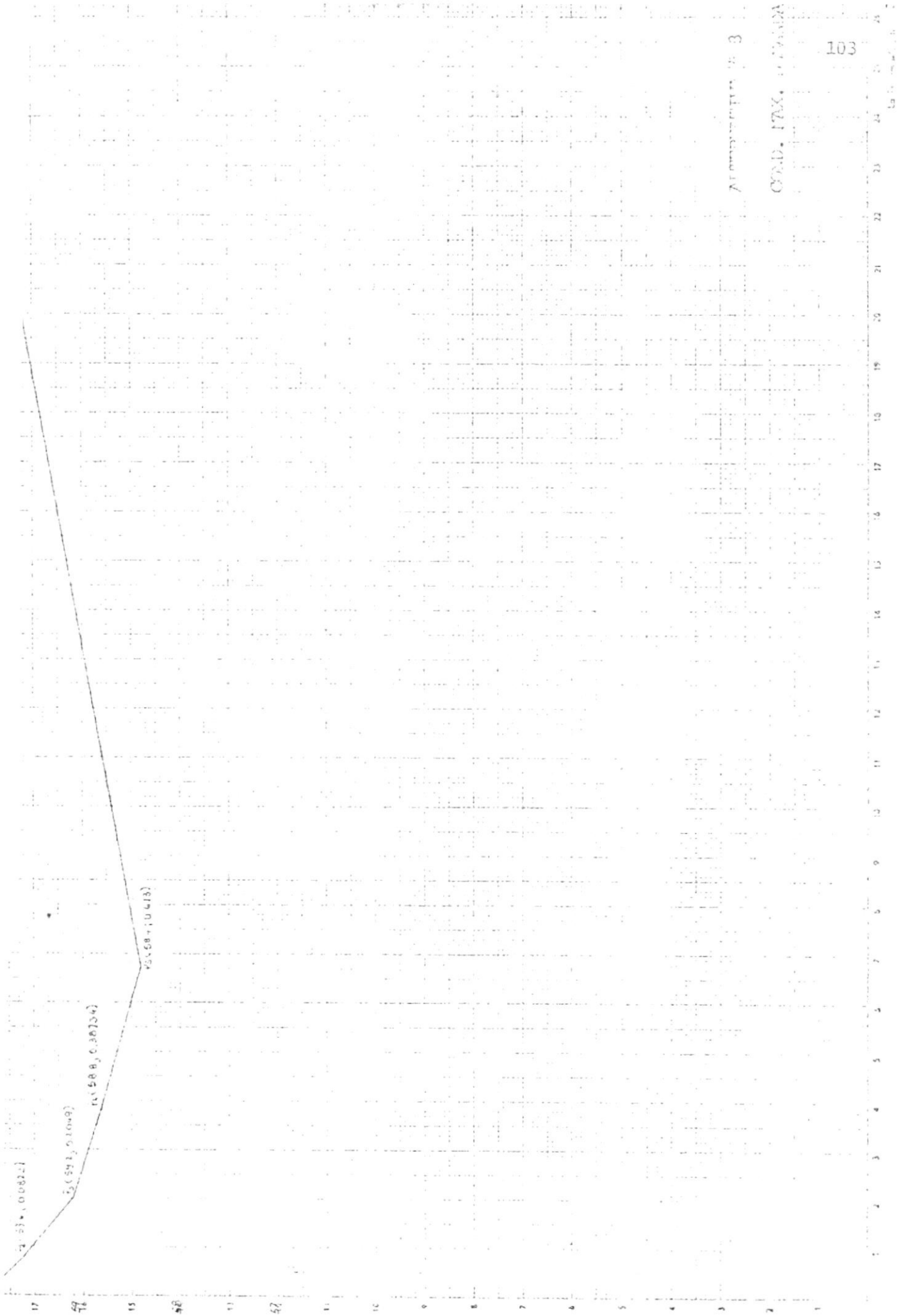
RECOMENDACIONES

El presente trabajo solo pretende actualizar el programa de desconexión automática de carga que tiene implementado EMELEC y por lo tanto, considerando la cercanía física de las barras de generación y subestaciones de distribución asume un valor uniforme de la frecuencia en el sistema, razón por la cual recomienda la pronta implementación de un programa de desconexión automática de carga usando el método de varias máquinas que obtenga los valores de frecuencia aparente de las diferentes barras, lo que permitirá un mejor análisis del comportamiento del sistema en condiciones de sobrecargas severas.

Esta recomendación se hace mas necesaria en virtud de la próxima puesta en operación de la línea de transmisión a 138 KV Guayaquil-Quito; lo cual hará variar fundamentalmente la configuración del sistema, y teniendo como premisa fundamental que las sobrecargas mayores que soportará en su inicio el sistema nacional, será la salida de línea de las unidades de INECEL, las cuales están instaladas en Guayaquil.

Del análisis del resultado de este estudio se puede recomendar los valores a los que se realiza la desconexión automáti

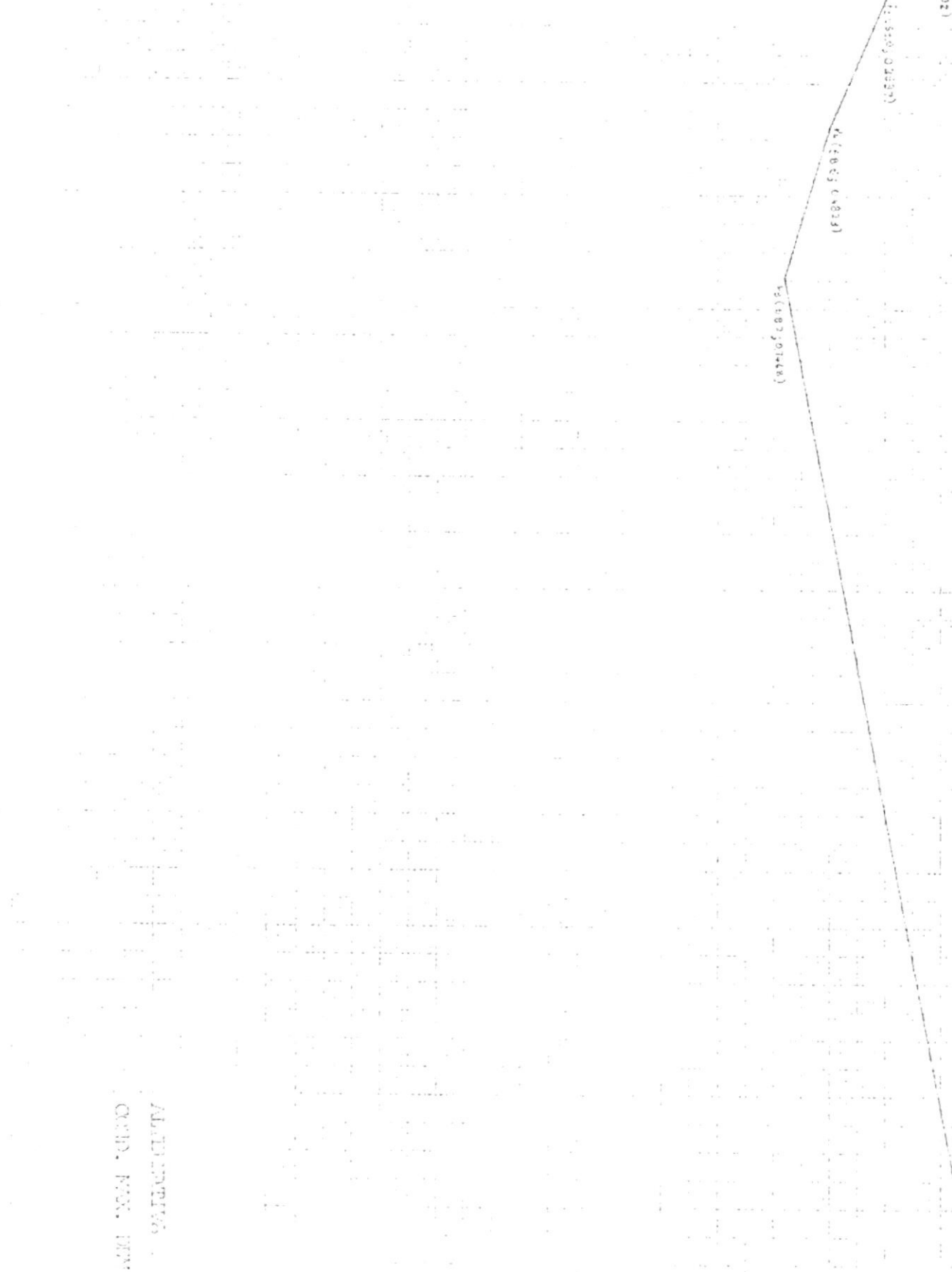
ca, pues considero que debido a que EMELEC utiliza su primer paso a 59.3 ciclos se debe a que tiene planificado su último paso a 57 ciclos, valor demasiado bajo, si se considera que este valor no toma en cuenta el tiempo de operación de los relés y los reconectores de las diferentes alimentadoras del sistema.



ALGEBRA 103

CHAP. 17X. 17.1-17.10

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100



ALTORETTA
CIVIL. PIA. IMPERIA

01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26

(0.50, 0.1000)
(0.50, 0.1000)
(0.50, 0.1000)

(0.8, 0.2414)

ALTERNATIVA # 1

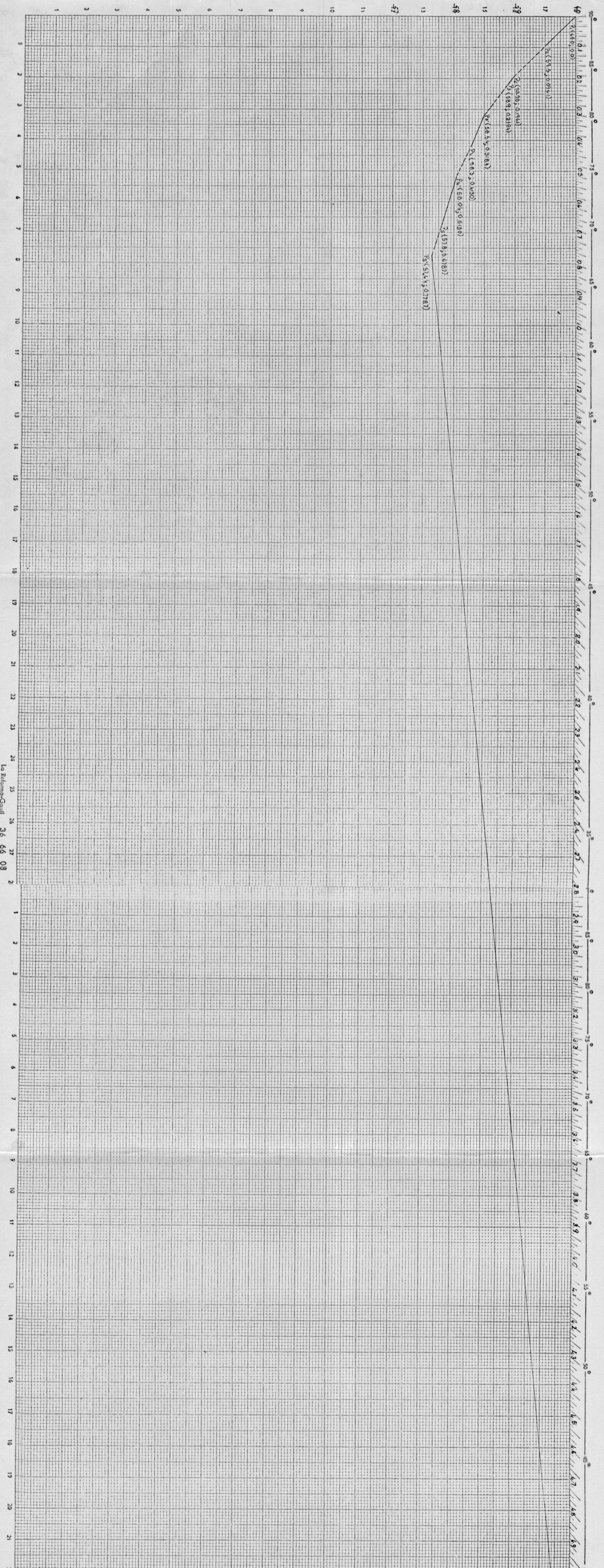
Cond. de Atk. Definida

10
5

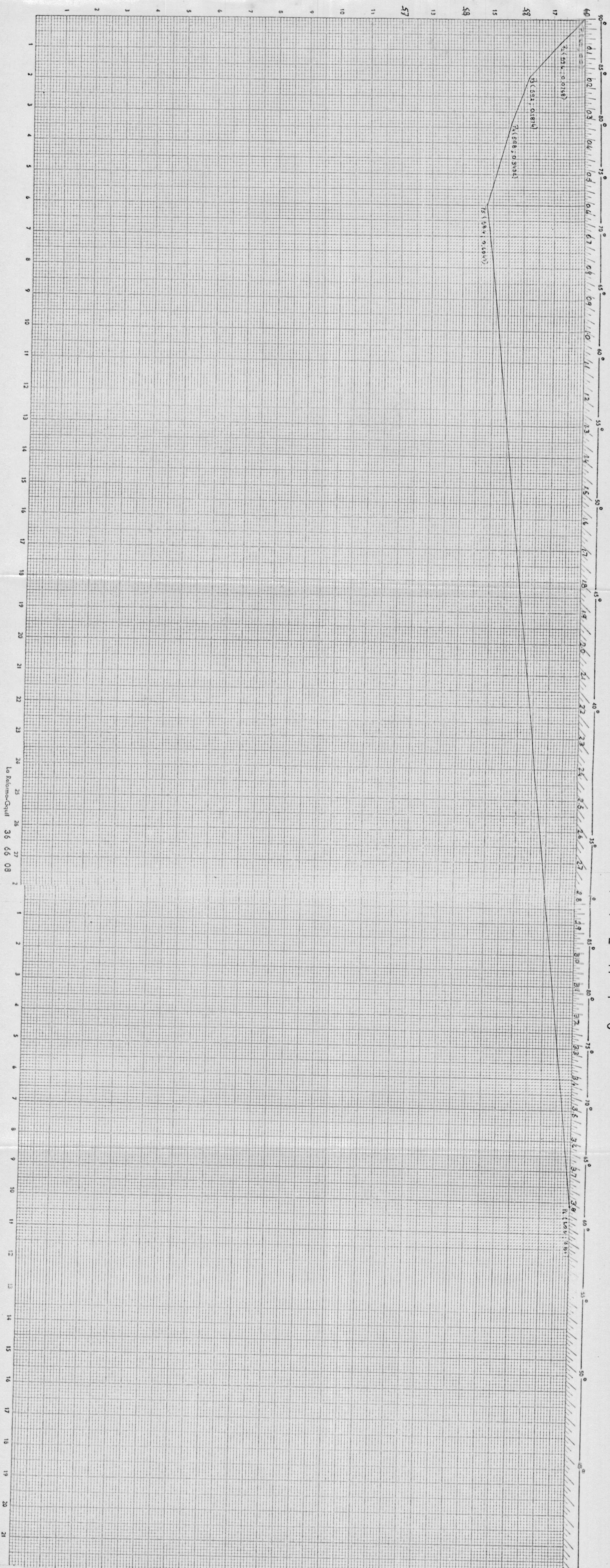
10
5

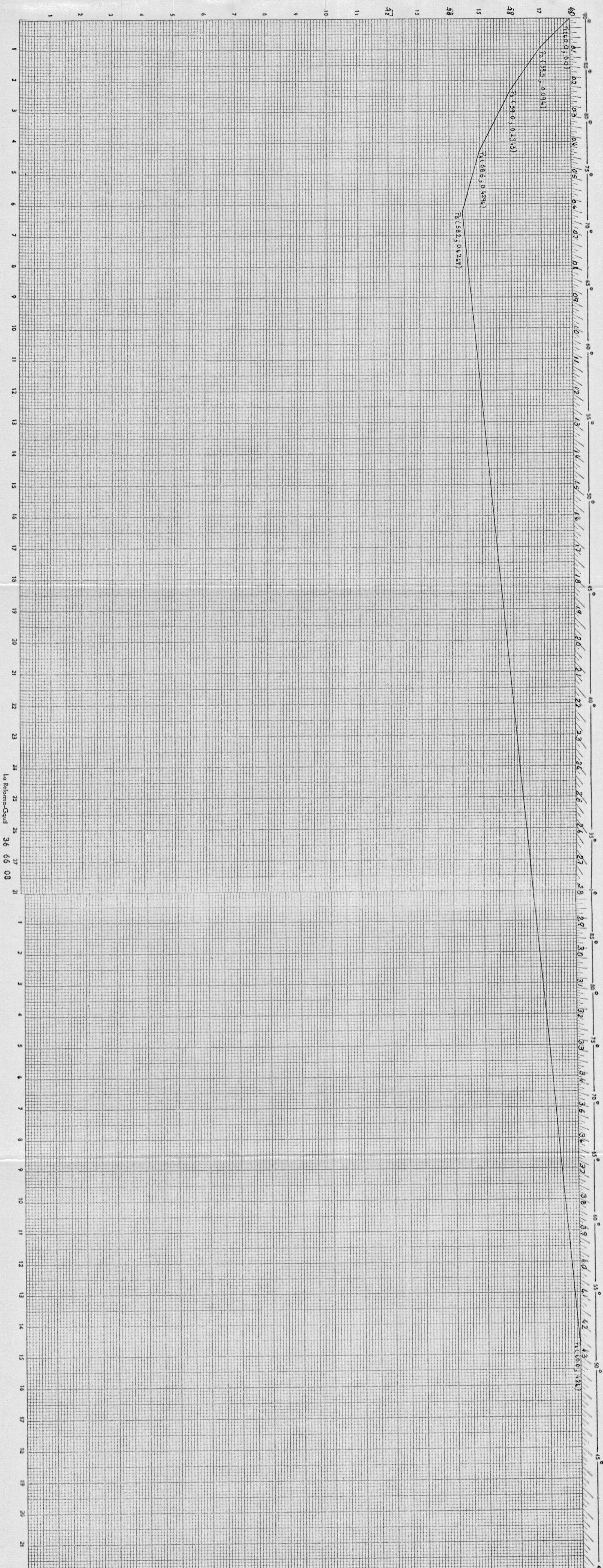
F R E C U E N C I A

T I E M P O

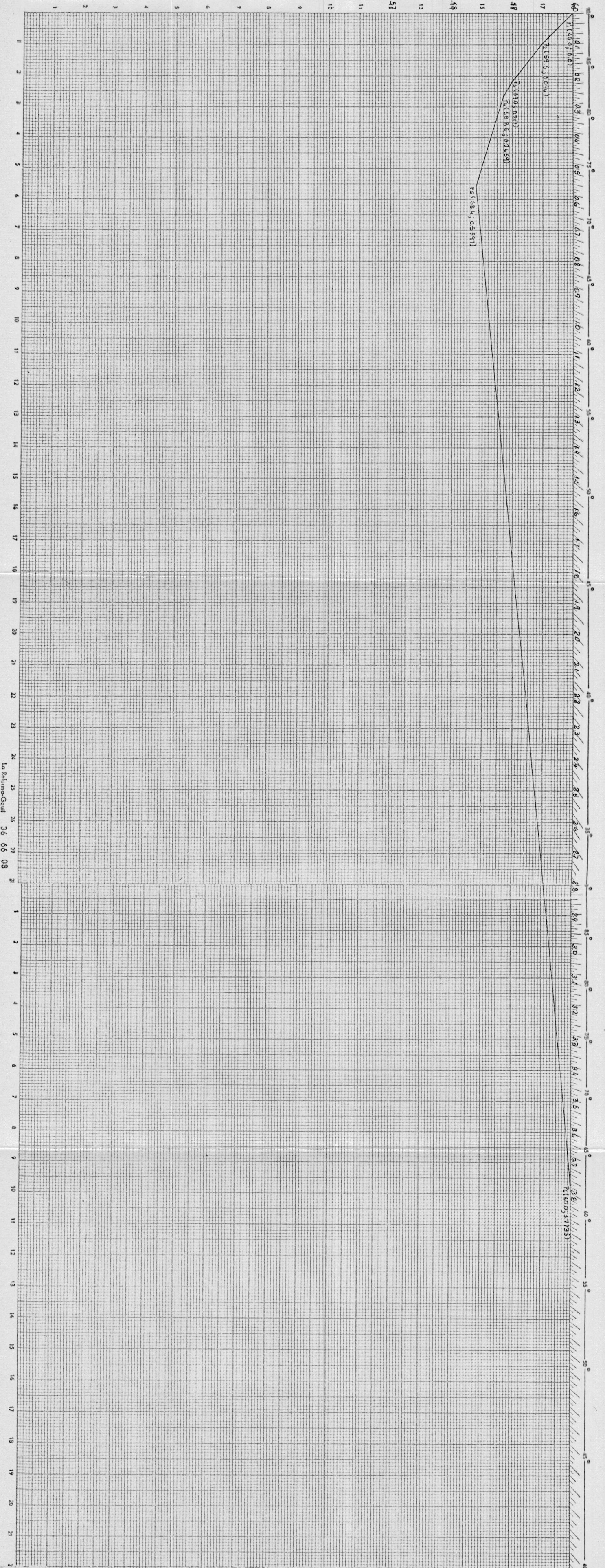


La Reforma-Guif 36 66 08



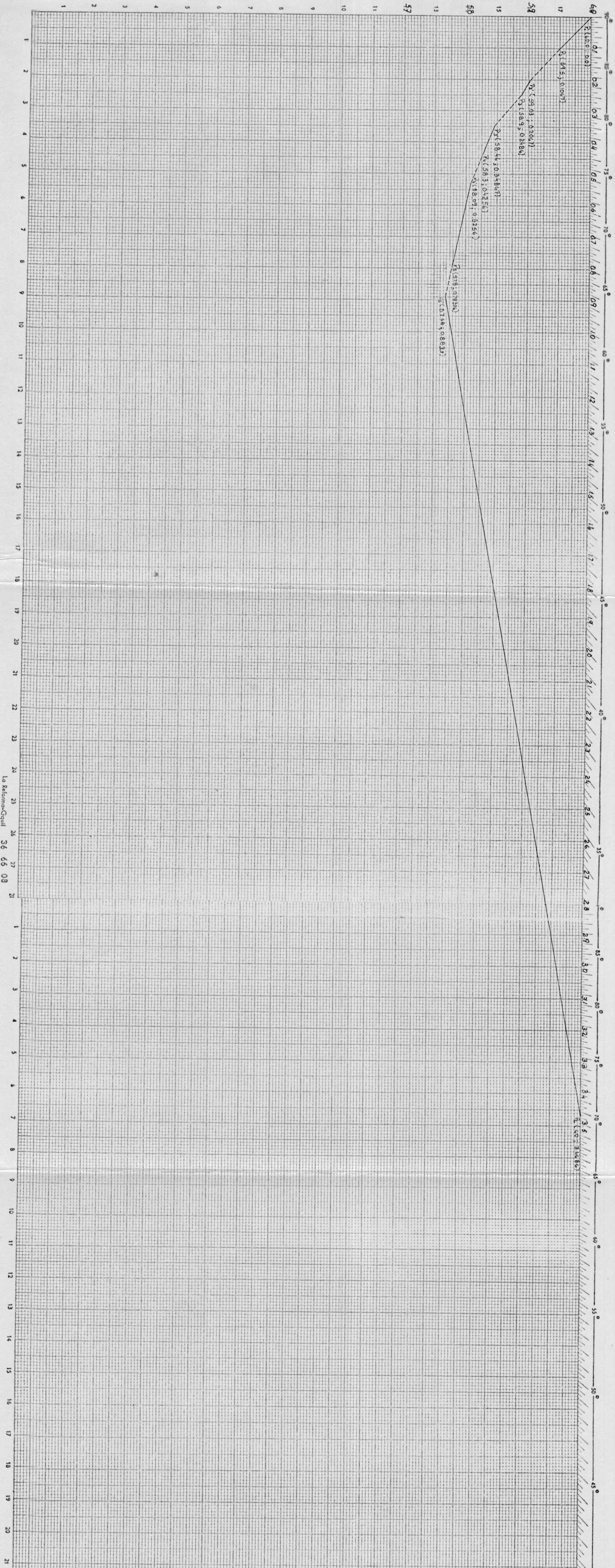


La Reforma-Caguil 36 66 08



FRECUENCIA

T I E M P O



La Reforma-Capul 36 66 08

BIBLIOGRAFIA

1. BILLINTON ROY, Power System Reliability Evaluation (1968).
2. DUNLOP R.D. WILSON G.L., Maliskewki R.M. Frequency actuated load shedding and Restoration. Part. I. Philosophy; IEEE, Pas. vol. 90, 1971.
3. GONZALEZ R. MARIO, Load Shedding study for Emelec System (1978)
4. GOULD, I.T.E. Protective Relays, Underfrequency relay Type ITE 81 (1968).
5. GENERAL ELECTRIC COMPANY; Load Shedding, Load Restoration and Generator Protection using solid-state and electromechanical - underfrequency Relays (1972).
6. GENERAL ELECTRIC COMPANY; Electric Utility systems and Practices (1970).
7. HOROWITITZ S.H., Gabriele A.F., Politis A., Frequency actuated Load shedding and Restoration Part II. Implementation IEEE, Pas. Vol. 90, 1971.
8. SANTOS A. Historia del servicio eléctrico en Guayaquil (1968).
9. UDREN E.A. Load Shedding and Frequency Relaying (1970).



A.F. 142535