

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**Inestabilidad de frecuencia por pérdida de generación
en el Sistema Interconectado Centro Norte Medio**

T E S I S

**Para optar el Título Profesional de
INGENIERO ELECTRICISTA**

Manuel Juan Casas Salazar

PROMOCION 1980 - 1

Lima - Perú

1987

A G R A D E C I M I E N T O

Agradezco al Ing. Juan Carlos Antonio Pino Gaviño por su desinteresada colaboración en datos y ayuda.

Al Ing. Luis Haro Zavaleta por su acertada y muy eficiente asesoría.

A mi hermano Héctor por su comprensión y gran estímulo.

DEDICATORIA :

A mis queridos padres, que sin su ayuda moral y material no hubiera terminado el presente trabajo.

I N D I C E

.....

INESTABILIDAD DE FRECUENCIA POR PÉRDIDA DE GENERACION EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

	PAG.
AGRADECIMIENTO.....	
DEDICATORIA	
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I : Objetivos.....	2
CAPITULO II : Criterios	
2.-A) Criterios de Flujos de Carga	
2.-A.1) Criterios de tensión y cargas.....	4
2.-A.2) Criterios de corrientes en líneas de transmisión aéreas y cables de potencia.....	4
2.-A.3) Criterios de generación.....	10
2.-A.4) Criterios de reserva rotante.....	13
2.-B) Criterios de Estabilidad Transitoria	
2.-B.1) Criterios de estabilidad transitoria.....	14
2.-C) Criterios de Rechazos de Carga	
2.-C.1) Criterios de rechazos de carga.....	15
CAPITULO III : Metodología	
3.-A) de Flujos de Carga	
3.-A.1) Calidad de convergencia de flujos de carga.....	16

3.-A.2)	Ecuaciones Básicas.....	18
3.-A.3)	Modelamiento de líneas de transmisión.....	23
3.-A.4)	Modelamiento de transformadores.....	27
3.-A.5)	Pérdidas en elementos activos y pasivos de la red.....	30
3.-A.6)	Curvas características en vacío y cor- tocircuito.....	39
3.-A.7)	Compensación reactiva.....	41
3.-B) Metodología de Estabilidad Transitoria		
3.-B.1)	Metodología de estabilidad transitoria.....	42
3.-B.2)	Representación de cargas.....	43
3.-B.3)	Factores de potencia.....	47
3.-B.4)	Simulación de Generadores Sincronos.....	49
3.-B.5)	Sistemas de excitación.....	51
3.-B.6)	Reguladores de velocidad.....	52
3.-B.7)	Relés de mínima frecuencia.....	53
3.-B.8)	Relés de inversión de potencia.....	55
3.-C) Metodología de Rechazos de Carga		
3.-C.1)	Teoría del rechazo de carga.....	56
3.-C.2)	Amortiguamiento de frecuencia.....	57
3.-C.3)	Sobrecargas del SICNM.....	58
3.-C.4)	Razón de cambio de frecuencias.....	59
3.-C.5)	Requerimiento del rechazo de carga.....	60

CAPITULO IV : Análisis de Resultados

4.-A) Análisis de Resultados de Flujos de Carga.....	62
4.-A.1) Influencia en el sistema por variación de tensión en bornes de grupos.....	62
4.-A.2) Pérdidas activas y reactivas por variación de tensión en bornes de grupos.....	63
4.-A.3) Máxima transferencia de potencia en máxima demanda.....	63
4.-A.4) Contingencias.....	64
4.-A.5) Máxima transferencia por una simple terna..	65
4.-A.6) Variaciones de potencia de operación de los hornos de arco de acería.....	67
4.-A.7) Comportamiento del nivel de tensión del sis- tema por efecto de variación de frecuencia en estado estacionario.....	67
4.-B) Análisis de Resultados de Estabilidad Transito- ria y Rechazos de Carga.....	69
4.-B.1) Análisis de resultados en Estabilidad Tran- sitoria y Rechazos de carga.....	69
CAPITULO V : Observaciones.....	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
BIBLIOGRAFIA.....	89
GRAFICOS.....	91

INTRODUCCION

Las centrales Mantaro y Restitución en conjunto, y su sistema de transmisión (Sistema Mantaro) constituyen la instalación de mayor potencia; y el área con mas carga en el sistema es la zona de Lima Metropolitana.

Este sistema se caracteriza por ser predominantemente hidráulico, de una gran extensión y con grandes cargas concentradas. Asimismo sus centrales más grandes están alejadas de los centros de carga, por lo que en muchos casos se tienen líneas de transmisión bastante largas.

El Sistema Interconectado Centro-Norte Medio-Centrominperú, esta conformado por los subsistemas Electroperú-Mantaro, Electrolima, Hidrandina-Cahua, Hidrandina Norte Medio y Centrominperú. El subsistema Electroperú-Mantaro está integrada por las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, mas la central térmica de San Nicolás del autoproducer Hierroperú. El subsistema Electrolima está formado por las centrales hidroeléctricas de Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampani y la central térmica de Santa Rosa. El subsistema Hidrandina-Cahua conformada por la central hidroeléctrica de Cahua y la central térmica de Paramonga; y el subsistema Hidrandina Norte Medio integrada por la CH de Huallanca y las centrales térmicas de Chimote, Trujillo y Santiago de Cao (Trupal). Por último, el subsistema Centrominperú conformada por las CHS. de Yaupi, Oroya, Pachachaca y Mal-

CAPITULO I

OBJETIVOS

El objetivo del presente estudio ha sido dirigido al análisis de flujos de potencia y estabilidad transitoria, haciendo énfasis en las caídas de frecuencia que pueden producir inestabilidad luego de la pérdida de una gran generación en la red. El problema de inestabilidad de frecuencia en el sistema se puede prevenir :

- a.- Cuando el Sistema tiene una reserva rotante grande, y,
 - b.- Cuando una parte de la carga es desconectada automáticamente durante la caída de frecuencia.
- El caso a) no se presenta durante las horas de máxima demanda, ya que en estas horas la reserva rotante en el sistema está dado aproximadamente por el seis por ciento respecto a la generación total, porcentaje constituido principalmente por la reserva rotante de las centrales Mantaro-Restitución (Ver Item No 2-A4). Esto sin embargo es variable, dependiendo del estado real de disponibilidad de grupos.
- El caso b) se presenta cuando la frecuencia del sistema cae súbitamente en los primeros segundos, por la pérdida de un gran porcentaje de generación, siendo necesario la implementación de rechazos de carga en el sistema interconectado mediante relés de mínima frecuencia, con el objeto de reducir la sobrecarga y sobreguardar el colapso del sistema. El a-

rranque de las unidades de reserva fría para evitar la caída de frecuencia no es posible realizarlo en estas condiciones, ya que los tiempos de puesta en marcha que ello demanda son del orden de varios minutos, tiempo que es mucho más largo que el de un transitorio de frecuencia. Por otro lado, en nuestro sistema interconectado conformado predominantemente por unidades hidrogeneradoras, sus sistemas de regulación de velocidad toman un tiempo de más o menos 1.50 segundos antes que las turbinas efectúen el incremento de potencia mecánica, lo que retarda la ayuda para la recuperación de la frecuencia en casos de grandes déficits de potencia (salida de la central Mantaro y Restitución).

El problema de la formación de islas, por la separación del área norte medio o la separación de la CT. de San Nicolás es fundamental ya que los excesos de carga causan considerable decrecimiento de frecuencia.

El alcance del presente estudio está dirigido más que todo al caso b) y se consideran condiciones de funcionamiento del sistema con un análisis en el mayor detalle posible de las variaciones de la llamada RAZON DE CAMBIO DE FRECUENCIA (ver Item No 3-C4).

CAPITULO II

CRITERIOS

2.- A) CRITERIOS DE FLUJOS DE POTENCIA :

2.-A1) CRITERIOS DE TENSION Y CARGAS EN BARRAS

- Los niveles de tensión permitidos en operación NORMAL deben estar dentro del rango de +/-5 por ciento de la tensión nominal (Límite superior de 231 KV y Límite inferior de 209 KV); mientras que para severas CONTINGENCIAS el rango es de +/- 10 por ciento (198 y 242 KV). Además, la tensión máxima de los equipos de transmisión y transformación del nivel de tensión de 220 KV es de 245 KV.

Las cargas de las diferentes barras fueron representadas como CARGAS NO LINEALES, con los mismos exponentes de tensión de barras considerados para estabilidad transitoria.

2.-A2) CRITERIOS DE CORRIENTES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION AREAS Y CABLES DE POTENCIA

- Se adoptó una temperatura en el conductor de 50 grados centigrados para servicio continuo y 70 grados centigrados para las sobrecargas temporales (una o dos horas de sobrecarga). La corriente de operación del conductor está supeditada al efecto térmico, a las corrientes nominales de los transformadores de corriente, a las condiciones de máxima transferencia y a las condiciones de post contingencia, las cuales verifican la real capacidad de transmisión de un conductor.

-AMPACIDAD EN LINEAS DE TRANSMISION AEREAS

Valores tomados de tablas, según RURAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION, especifica valores de corrientes para temperaturas ambientes de 40 y 25 grados en lineas de 591 mm**2 (ACSR) y 492 mm**2 (ALDREY):

T A B L A N o 1-A

TEMPERATURA AMBIENTE (grados)	TEMPERATURA CONDUCTOR (grados)	CORRIENTE ACSR (amperios)	CORRIENTE ALDREY (amperios)
40	50/70	460/700	370/640
25	50/70	500/930	470/780

T A B L A N o 1-B

TEMPERATURA AMBIENTE (grados)	TEMPERATURA CONDUCTOR (grados)	CAPACIDAD ACSR (MVA)	CAPACIDAD ALDREY (MVA)
40	50/70	167/284	134/233
25	50/70	211/338	171/284

Sin embargo, utilizando la fórmula de Schuring, O.R. and Frick de su artículo "HEATING AND CURRENT CARRYING CAPACITY OF BARE CONDUCTOR FOR OUTDOOR SERVICE" nos da las corrientes permisibles :

$$I = \frac{13.8E-4(T_c - T_o) \left[\frac{0.448}{1740(273+T_o)} + \epsilon \cdot s \cdot \pi \cdot d \left[(273+T_c) - (273+T_o) \right] - d \cdot \alpha \cdot S \right]}{R \times 10E-5 [1 + \alpha (T_c - T_o)]}$$

Siendo :

- presión barométrica (*)	b	[mm Hg]
- corriente del conductor a 60 hz	I	[amp]
- temperatura de operación del conductor	Tc	[°C]
- temperatura ambiente	To	[°C]
- velocidad del viento	v	[cm/s]
- altitud de la línea	msnm	[m]
- diámetro del conductor	d	[cm]
- constante matemática	PI	[3.1416]
- coeficiente de emisividad	E	
- constante de Stefan	s	5.7x10E-12
- coeficiente de absorción solar	α ^o	
- entrada de energía solar	Si	[w/cm ²]
- resistencia c.a. a 25 °C	R	[ohm/km]
- coeficiente de dilatación	α	[/°C]

Se hallaron corrientes permisibles I, las cuales se afectaron por un factor de seguridad fs. Las capacidades de transmisión (MVA) deducidas por efecto térmico en las líneas costeras tipo ACAR se hallan en la TABLA 1-C, mientras que para líneas serranas tipo Curlew, Pheasant y Finch están en la TABLA 1-D.

$$MVA = fs \sqrt[3]{KV I 10^{-3}}$$

fs	factor de seguridad	(0.7)
KV	tensión línea a línea	(220KV)
MVA	capacidad de transmisión	(MVA)
I	corriente permisible	(amp)

(*) $\log b = \log 76 - \text{msnm}/18,336$

T A B L A N o 1-C

CAPACIDAD NORMAL (EMERGENCIA) EN CONDUCTORES DE LINEAS
DE TRANSMISION COSTERA DE 220 KV

CAPACIDAD (MVA)	$T_0 = 30^{\circ}\text{C}$	$T_0 = 30^{\circ}\text{C}$	$T_0 = 30^{\circ}\text{C}$
	$\epsilon = 0.5$ $\alpha^{\circ} = 0.5$	$\epsilon = 0.7$ $\alpha^{\circ} = 0.7$	$\epsilon = 0.7$ $\alpha^{\circ} = 0.9$
NORMAL	103	83	37
EMERGENCIA	(103)	(179) (+)	(164) (+)

T A B L A N o 1-D

CAPACIDAD NORMAL (EMERGENCIA) EN CONDUCTORES DE LINEAS
DE TRANSMISION SERRANAS DE 220 KV

CONDICIONES DE TIEMPO	CAPACIDAD NORMAL (CAPACIDAD DE EMERGENCIA)		
	CURLEW	FINCH	PHEASANT
$T_0 = 20^{\circ}\text{C}$ $V = 55.5 \text{ cm/s}$ $\epsilon = 0.5$ $\alpha^{\circ} = 0.5$	157 (235)	164 (247)	173 (263)
$T_0 = 20^{\circ}\text{C}$ $V = 200 \text{ cm/s}$ $\epsilon = 0.5$ $\alpha^{\circ} = 0.5$	232 (317)	243 (333)	258 (355)
$T_0 = 20^{\circ}\text{C}$ $V = 55.5 \text{ cm/s}$ $\epsilon = 0.7$ $\alpha^{\circ} = 0.7$	141 (233) (+)	146 (244) (+)	151 (259) (+)

(+) conductor usado

En líneas serranas se consideró una temperatura promedio de 20°C y en las líneas costeras 30°C . Mediciones efectuadas en Pomacocha (4000 metros de altura) registran una temperatura máxima de 20°C y una velocidad máxima del viento de 400 cm/seg. La FIGURA No 1-A1 muestra la corriente máxima permisible en los conductores aéreos tipo Curlew, Finch y Pheasant y la FIGURA No 1-A2 las máximas corrientes permisibles en el conductor aéreo ACAR.

En la primera figura puede notarse el efecto de la velocidad del viento... así como también el efecto de los coeficientes de la emisividad y absorción solar.

Los coeficientes de emisividad y absorción solar están dentro un rango de 0.23 para conductores nuevos, y 0.90 para conductores usados. Sin embargo, un valor intermedio de 0.50 fue usado ya que las condiciones actuales del conductor no son conocidas. Un conductor se considera usado, cuando supera los 8 años de servicio. Esto sería el caso de la línea de transmisión Lima-Pisco de 220 KV que fue puesta en servicio en el año 1973 ó de la línea Trujillo-Chimbote de 138 KV. Excesos de temperaturas en el conductor producen deformaciones plásticas y pérdidas acumulativas de su resistencia mecánica, especialmente a temperaturas superiores a 75 grados centígrados de operación del conductor, pueden llevar a roturas en éste.

- AMPACIDAD EN CABLES DE POTENCIA:

La FIGURA 1-A3 muestra la capacidad máxima de corriente para un cable de potencia de 15 KV de tensión, con una temperatura ambiente de 30 grados centígrados en función de su área (puede notarse en el eje de las abscisas, la equivalencia de área dada en milímetros cuadrados y Mil Circular Mil).

Las dos curvas superiores se diferencian por su factor de carga, mientras que las tres curvas inferiores reflejan el efecto de instalar determinado número de cables en ductos, bajando la capacidad de corriente cuando se incrementa el número de cables por ducto. La temperatura máxima que pueden soportar los cables de potencia alcanza los 90 grados en estado permanente.

Se consideró la instalación de cables de potencia en las interconexiones con Hierroperú y Trupal. De la misma manera se consideró los cables de potencia del área de Electrolina y el sistema norte.

Es necesario tener en cuenta si un cable se halla en ductos. Por ejemplo, para el cable de potencia de 750 MCM con factor de carga de 50 por ciento, la intensidad de corriente es 551 amperios, proporcionando una capacidad de transmisión de :

$$MVA = 1.7321 \times 13.8KV \times 1.655 AMP = 39.50 MVA$$

Si estos fueran instalados en ductos, su intensidad de corriente disminuye a 348 amperios, resultando :

$$MVA = 1.7321 \times 13.8KV \times 1.044 AMP = 24.95 MVA$$

2.-A3).- CRITERIOS DE GENERACION :

- En casos de máxima demanda existe una crítica situación en época de estiaje, ya que disminuye un buen porcentaje de generación en centrales que carecen de regulación, tal es el caso de las centrales de Cahua y Huallanca. En las centrales hidráulicas con regulación para los meses de avenida se dispone de caudal constante para la generación a plena carga. Durante la época de estiaje, sus potencias firmes llegan a plena carga en las horas de punta utilizando el volumen de agua almacenado, debiendo posteriormente, pasada la punta, reducir su carga para almacenar agua nuevamente en las horas de baja carga (horas de amanecida).

Nuestro estudio restringe la potencia activa de las centrales sin regulación para las épocas de estiaje, así :

- La central hidroeléctrica de Yaupi que con un caudal de 26.60 M³/seg produce una potencia promedio de 108 MW en épocas de avenida, cuenta en estiaje con sólo 22.96 M³/seg que equivale a producir 94 MW de potencia activa.
- La central hidroeléctrica de Huallanca cuenta con seis grupos disponibles, sin embargo en época de estiaje del presente estudio, la generación prevista alcanza a sólo 60 MW.

- De la misma manera se consideró pérdida de generación en Moyopampa donde la potencia se ha reducido de 63 MW nominales a 60 MW (reducción de caudal de agua de 18 a 16 metros cúbicos por segundo por acumulaciones de sedimentos, aunque no se descarta que sea por envejecimiento de equipos). Sin embargo se consideró el afianzamiento hídrico de la central Mantucana.
- Las pérdidas de carga que se producen en el túnel de aducción de la Central Mantaro, cuya causa aparente es el aumento de rugosidad en las paredes, limita la operación de las unidades del Mantaro, afectando la potencia de pico generada por el sistema Mantaro-Res-titución tanto en épocas de avenida como de estiaje. Además, se consideró en la simulación, solo cinco grupos en operación en la central hidroeléctrica del Mantaro.

En las épocas de avenida, puede considerarse para la Central Hidráulica del Mantaro una potencia máxima producible de 580 MW para lo cual considera un caudal que pasa por el túnel de aproximadamente 91 M³/SEG para una COTA MAXIMA en el embalse de Tablachaca de 2694.5 metros (Las limitaciones para el paso de un mayor flujo de caudal está dado por la posibilidad de ingreso del aire al túnel). Bajo mencionadas condiciones, 91 M³/seg, las pérdidas de carga en el túnel resulta ser del orden de 92 METROS, siendo las pérdidas teóricas para 96 M³/SEG estimadas en 96 Mts.

Como la CH Restitución opera con regulación automática, la determinación de la potencia máxima producida por esta central es determinada por la relación entre la potencia eléctrica máxima del generador y su caudal máximo.

Potencia máxima por grupo (P_{max1})	70.00 MW
Caudal máximo por grupo (Q_{max1})	32.00 M ³ /s
Relación	P_{max1}/Q_{max1} 2.1875

De tal manera que para un Caudal de 91 M³/seg en el túnel de la CH Mantaro, tenemos :

Potencia máxima en La CH Restitución : 2.1875×91
199.06 MW (200MW)

- La evolución de las MAXIMAS DEMANDAS del Sistema Interconectado Centro Norte Medio en los últimos años se totaliza en la FIGURA No 1-A4 tomándose en cuenta la máxima demanda del segundo semestre del presente año efectuada en el mes de Julio. Mencionados valores son los siguientes :

T A B L A No 2 A

MAXIMAS DEMANDAS EN EL SISTEMA CENTRO NORTE (*)

1981	Octubre	1095.00 MW	
1982	Julio	1124.90 MW	
1983	Noviembre	1102.00 MW	
1984	Noviembre	1171.60 MW	
1985	Junjo	1193.20 MW	
1986	Julio	1308.90 MW	(**)

(*) No considera la demanda de Centrominperu.

(**) Incluye la demanda de Chiclayo.

2.-A4) CRITERIOS DE RESERVA ROTANTE FRIA

- Teniendo en cuenta la posibilidad de contar con sólo cinco grupos de la Central Hidroeléctrica del Mantaro y tres de Restitución, debemos tener en cuenta que con la COTA MINIMA en la presa Tablachaca, la máxima generación que se alcanza en estas dos centrales alcanza a sólo 687 MW. Con la COTA 2694.50 se llega a 697 MW como puede verse en la FIGURA No 1-A5
- La posibilidad de una mayor reserva rotante fría se da de acuerdo a la disponibilidad de grupos de las centrales en mención. Considerando un despacho de generación total de 700 MW para la época de estiaje en estas 2 centrales, obtenemos diferentes porcentajes de reserva rotante fría respecto a la máxima demanda que se considera en el presente estudio (1309 MW), tal como se deduce en La TABLA 2-A

T A B L A 2-A

MAXIMA RESERVA ROTANTE DE LAS CHS MANTARO-RESTITUCION
(A 2694.5msnm de cota de embalse en tablachaca)

DISPONIBILIDAD GRS MANTARO :	5	6
GRS RESTITUC :	3	3
CAUDAL MAXIMO (m ³ /s) :	80	91
MAX GEN.MANTARO (MW) :	520+	580
MAX GEN RESTITUCION(MW) :	177	200
TOTAL GENERACION (MW) :	697 -	780 -
DESPACHO (MW) :	700	700
RESERVA (MW) :	-3	80
MAXIMA DEMANDA (MW) :	1309	1309
POR CIENTO RESERVA :	-0.22	6.11

2.-B)-CRITERIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA :

- No se consideran recierres de 3 polos en las interconexiones de 2 áreas que contienen sus propias generaciones, por la razón de que después que el primer interruptor de uno de los extremos de la simple línea de interconexión abra, las dos áreas pueden salirse de paso, por lo que la línea de interconexión no podría efectuar recierre si no existe una propia y debida sincronización. Una buena sincronización se da en la banda 60 ± 0.25 HZ y ± 1 KV, lo cual puede ser verificado con relés de chequeo de sincronismo.
- No se permite reconexión instantánea de grupos al haberse producido el desenganche. La simulación de falla en bornes de máquinas no se considera puesto que ellas son de menos ocurrencia que en las líneas de transmisión; sin embargo se considera fallas dobles en barra en el lado de alta tensión, produciéndose grandes arcos eléctricos, cuando habiéndose cerrado el interruptor de acoplamiento de barras, se abre en manual un seccionador de barra con carga.
- No se considera en reserva caliente la CT Sta. Rosa para la simulación de nuestro estudio, debido a que la puesta en marcha de ella demanda de 5 a 10 minutos, tiempo fuera del alcance de nuestro estudio.

- Bajo condiciones anormales, la frecuencia con que las turbinas hidráulicas pueden operar, llega a 55 HZ por periodos de tiempo de algunos minutos (las turbinas a gas se limitan a 57.50 HZ).

2.C).--CRITERIOS DE RECHAZOS DE CARGA

- Los ajustes de los relés de mínima frecuencia del área ELECTROLIMA, fueron los mismos que los propuestos por la Brown Boveri Company, contando para ello con relés de características de derivada de frecuencia. Mencionados relés operan para proteger al sistema de un colapso total cuando la carga resulta ser mayor que la generación, contando para ello con un dispositivo detector de bajas frecuencias, además que cuantifica los valores absolutos de la derivada de frecuencia (HZ/SEG).
- Las áreas que contienen turbinas a vapor o turbinas a gas, tal es el caso de la CT de Paramonga (TV), CT de Santiago de Cao (TV), CT de Hierroperú (TV) o CT de Chinbote-1 (TG), efectúan sus rechazos de carga entre 59.00 a 58.50 HZ, siendo 58.50 HZ el ajuste de los relés de baja frecuencia en las interconexiones de las áreas con generación térmica, complementadas con relés direccionales, dando lugar a la formación de islas.
- Las áreas que contienen turbinas hidráulicas, efectúan sus rechazos de carga entre 59.00 HZ a 57 HZ.
- A la carga de la compañía minera de Monterrosas, asumimos que sus relés de mínima frecuencia tienen valores de ajustes de frecuencias a niveles bajos.

CAPITULO III

METODOLOGIA

3.-A).METODOLOGIA DE LOS FLUJOS DE POTENCIA :

3.-A1)CALIDAD DE CONVERGENCIA DE LOS FLUJOS DE POTENCIA

La velocidad de convergencia en los flujos de potencia es función directa de la configuración del sistema y sus valores de impedancias, nivel de carga, distribución de las fuentes generadoras y de la complejidad del sistema.

La calidad de convergencia está dada por la TOLERANCIA de convergencia en cada barra, y que para nuestro CASO BASE se fija en :

T O L E R A N C I A

PARA LA POTENCIA ACTIVA 0.1 MW (0.001 p.u.)

PARA LA POTENCIA REACTIVA 0.1 MVAR (0.001 p.u.)

-- TIPOS DE BARRAS :

Las barras son divididas en 4 tipos, conteniendo cantidades pares para cada barra :

BARRA DE OSCILACION O BARRA V-FI : son las barras con la tensión y ángulo de fase especificado. La potencia activa y reactiva neta no son conocidas. Generalmente el ángulo de fase es cero y la barra es tomada como referencia. Este tipo de barra corresponde a la CH de Huinco, en nuestro estudio, ya que ella absorbe toda variación de frecuencia, al contar con un estatismo menor que las demás centrales importantes del Sistema Interconectado.

BARRAS P-Q : son barras que tienen las potencia activa y reactiva netas especificadas, mientras que la tensión y ángulo de barra son desconocidos. Generalmente son las barras con carga y sin generación, aunque no excluye esta última.

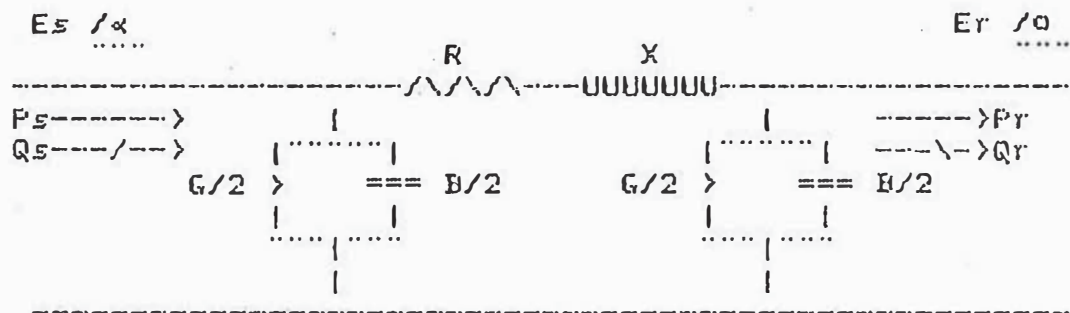
BARRAS P-V : son las barras que contienen su potencia activa neta y su tensión especificadas. La potencia reactiva neta y ángulo son desconocidos. Estas barras son propias de centrales, compensador-síncronos o compensadores estáticos.

BARRA Q-FI: son barras que contienen potencia reactiva y ángulo especificados. Se asume un ángulo de cero grados. La tensión y potencia activa neta son desconocidas.

3.-A2) ECUACIONES BASICAS

CAPACIDAD DE TRANSMISION

Un factor critico en el diseño y operación de un sistema de transmisión es la capacidad de transmisión de los circuitos. En una línea de transmisión de modelo PI, las potencias activas y reactiva que fluye en el lado receptivo está dado por :



$$P_s = \frac{1}{2} \left[\frac{R E_s^2}{R + X} - R E_s E_r \cos \alpha + X E_s E_r \sin \alpha \right] + (G/2) E_s^2$$

$$P_r = \frac{1}{2} \left[-R E_r^2 + R E_s E_r \cos \alpha + X E_s E_r \sin \alpha \right] - (G/2) E_r^2$$

$$Q_s = \frac{1}{2} \left[\frac{X E_s^2}{R + X} - X E_s E_r \cos \alpha - R E_s E_r \sin \alpha \right] - (B/2) E_s^2$$

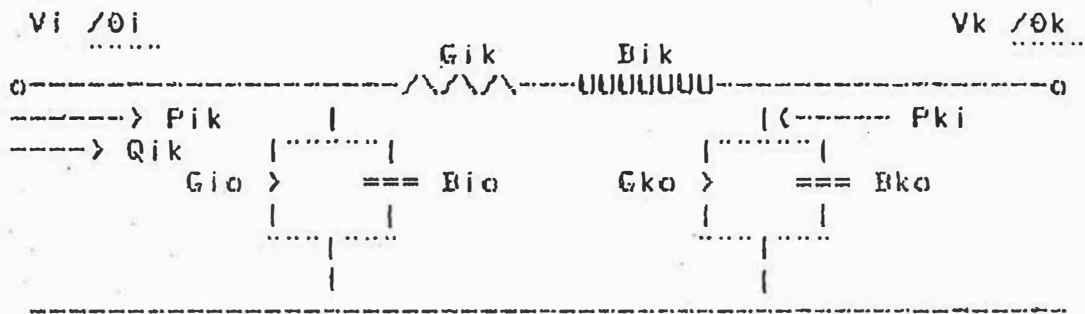
$$Q_r = \frac{1}{2} \left[-X E_r^2 + X E_s E_r \cos \alpha - R E_s E_r \sin \alpha \right] + (B/2) E_r^2$$

Teniendo en cuenta la admitancia serie y generalizando, el flujo de carga en cada lazo esta dado por la fórmula : (i diferente de k)

$$P_i = V_i^2 (G_{ii}) + \sum_{k=1}^n V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]$$

$$Q_i = -V_i^2 (B_{ii}) + \sum_{k=1}^n V_i V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]$$

Para el caso del flujo de potencia entre las barras i hacia k, tendremos :



$$P_{ik} = V_i^2 (G_{io} + G_{ik}) - V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]$$

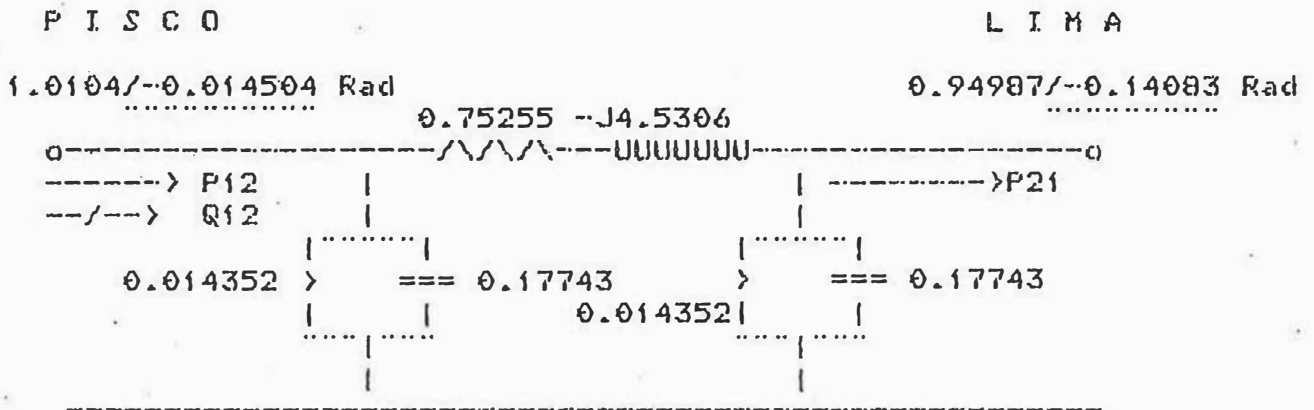
$$Q_i = -V_i^2 (B_{ik} - B_{io}) + V_i V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)]$$

Siendo :

- $G_{ik} + jB_{ik}$ La admitancia serie
($R_{ik}^2 + X_{ik}^2$)^{-0.5} (p.u.)
- Arc Tg R_{ik}/X_{ik} ángulo de pérdida.
- $G_{io} + jB_{io}$ la admitancia transversal de la barra i (p.u.)
- $G_{ko} + jB_{ko}$ la admitancia transversal de la barra k (p.u.)
- θ_i , θ_k ángulos respectivos de las barras i, k. (radianes)

EJEMPLO :

La línea LIMA-PISCO de 214.740 KM de longitud tiene los siguientes parámetros (p.u.) sobre la base de 100 MVA y 220 KV



En base a estos valores se calcula el flujo de potencia activa Pisco-Lima (P12) :

$$P_{12} = 1.0104^2 (0.014352 + 0.75255) - 1.0104 \times 0.94987 [0.75255 \cos(-0.014504 + 0.14083) - 4.53060 \sin(-0.014504 + 0.14083)]$$

P12 = 0.614268624 p.u.

P12 = 61.43 MW

De la misma manera, podemos hallar el flujo de potencia activa de Lima a Pisco (P21) que resulta ser :

$$P_{21} = 57.24 \text{ MW}$$

En resumen, hemos considerado pérdidas del orden de 4.19 MW en la línea Lima-Pisco, pérdidas que incluyen pérdidas corona de 6 KW/KM (CA y CD) y las pérdidas por efecto Joule (Las pérdidas CA y CD se simulan en la conductancia $G_{io} + G_{ko}$). Luego, el porcentaje de pérdidas calculadas para esta línea de transmisión fue :

$$\text{DELTA PERD} = (61.43 - 57.24) / 61.43 * 100$$

$$\text{DELTA PERD} = 6.82 \text{ por ciento}$$

- METODOS DE CALCULO DE UN FLUJO DE CARGA

El programa de flujo de carga utiliza el método de GAUSS-SEIDEL previo a la utilización del método de NEWTON-RAPHSON. Nuestro caso base consideró un número máximo de veinte iteraciones.

Número de barras	:	236
Número de líneas	:	198
Número de transformadores	:	83
Número de generadores	:	33
Número de cargas no lineales	:	66

3.-A3)-MODELAMIENTO DE LINEAS DE TRANSMISION DE POTENCIA

- PARAMETROS DISTRIBUIDOS DE LA LINEA DE TRANSMISION

El programa de flujo de carga permite el modelamiento PI de una línea de transmisión, considerando estas como parámetros distribuidos. La FIGURA 1A-6 muestra la desviación de los parámetros distribuidos de una línea de transmisión, respecto a su valor dado como parámetros concentrados, en función de la longitud de la línea. Es necesario tener en cuenta que a mayor longitud de línea, la diferencia de valores es más consistente. Además, la impedancia serie de la línea disminuye con la longitud y la admitancia paralelo se ve incrementada.

EJEMPLO :

Los parámetros de una línea de transmisión de 398.39 KM de longitud, son :

$$\begin{aligned} R &= 0.090 \text{ OHMS/KM} \\ X &= 0.515 \text{ OHMS/KM} \\ G &= 0.3759\text{EE}-06 \text{ MHOS/KM} \\ C &= 8.95 \text{ pF/KM} \end{aligned}$$

dando origen a las constantes

$$\bar{A} = 0.868317 \angle 2.486 = \bar{D}$$

$$\bar{B} = 199.0300 \angle 80.866$$

$$\bar{C} = 1.2926\text{EE}-3 \angle 84.422$$

Parámetros Concentrados $Z_1 = 35.8551 + j205.17 \text{ OHM}$

Parámetros Distribuidos $Z_1 = 32.3011 + j196.39 \text{ OHM}$

- RESISTENCIA EN LAS LINEAS DE TRANSMISION

Para hallar la resistencia de las líneas aéreas, se consideró los valores de resistencia de corriente directa a cierta temperatura ambiente, tomadas de protocolos de pruebas, que fueron corregidas por temperatura de operación,

$$R_1 = R_2 [1 + \alpha \Delta t]$$

luego, se corrigieron por un factor que tuvo en cuenta el efecto pelicular para hallar la resistencia de corriente alterna, y por último se consideró un efecto de proximidad, siendo éste último despreciable. Así :

	Rcc(20°)	Rcc(25°)	Rca(25°)	Rca(50°)	φ(cm)
ACAR		0.08303			2.590
CURLEW	0.05527	0.05638	0.05648	0.06431	3.168
PHEASANT	0.04490	0.04581	0.04586	0.05288	3.510

En el conductor Curlew, existe un incremento de resistencia debido al efecto pelicular que alcanza un 0.18 por ciento. Por efecto térmico la variación de resistencia es de 13.86 por ciento.

La resistencia de corriente alterna se halló considerando que la distribución de la corriente en el conductor no es uniforme, debido a la frecuencia natural de 60 HZ de la corriente alterna y que es conocida como efecto piel. Existe una relación entre la resistencia de corriente alterna a la de corriente direc-

$$r_r = 0.0636 \sqrt{ \frac{ur f}{Rcc} }$$

- ur : permitividad del conductor
- f : frecuencia de la red (HZ)
- Rcc : resistencia cc (OHM/MILLA)

En la línea de transmisión existe una distribución no uniforme de la corriente, además de la producida por efecto piel. En ella, los elementos de superficie más cercanos a uno determinado, son enlazados por un número de líneas de fuerza ligeramente inferior a los más separados. Por lo tanto aquellos presentan menor inductancia que éstos, aumentando como consecuencia la resistencia efectiva por la falta de uniformidad en la distribución de la corriente.

El valor del coeficiente de dilatación es función del material del conductor y de la temperatura. Así, tenemos :

COEFICIENTES DE DILATACION

TEMPERATURA	COBRE	ACSR	ALDREY
20	0.00382	0.00403	0.00360
25	0.00375	0.00376	0.00354

- INDUCTANCIA EN LA LINEA DE TRANSMISION DE POTENCIA

Es el elemento dominante directamente relacionado con la capacidad de transmisión de la línea.

La inductancia para UNA TERNA será (H/km)

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{3}{\sqrt{D_{ab} D_{ac} D_{bc}}} / r'$$

La inductancia para DOBLE TERNA será :

$$LL = L/2 + 10^{-4} \ln \frac{3}{\sqrt{g p s} / D_{aa} D_{bb} D_{cc}}$$

- CAPACITANCIA DE LA LINEA DE TRANSMISION

Tiene también una gran influencia sobre la caída de tensión a lo largo de la línea, sobre su rendimiento factor de potencia y estabilidad de la red.

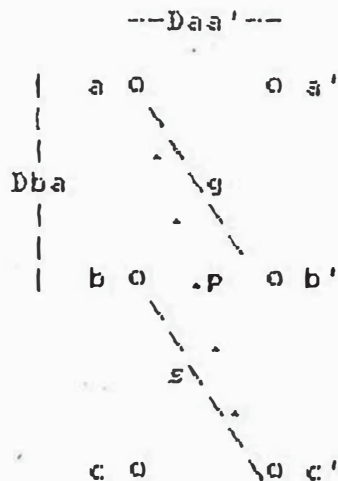
La capacitancia para SIMPLE TERNA será :

$$C = \frac{0.05563}{\ln \left(\frac{D_{ab} D_{ac} D_{ca}}{r^3} \right)} \text{ uf/Km}$$

La capacitancia para DOBLE TERNA sera :

$$C = \frac{0.05563 \times 2}{\ln \left(\frac{D_{ab} D_{ac} D_{ca}}{r^3} \right) + \ln \left(\frac{g^3 p^3 s^3}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}} \right)}$$

r radio exterior del conductor
 r' radio medio geométrico del conductor

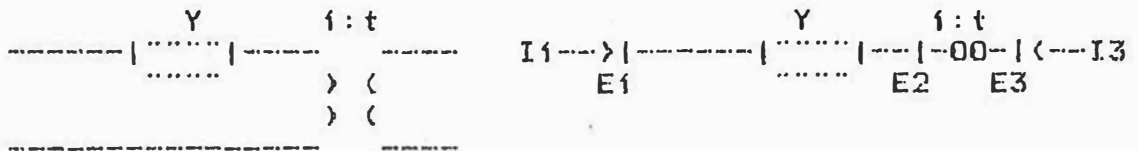


a, b, c son las fases de la primera terna

a', b', c' son las fases de la segunda terna

3.-A4) MODELAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La admitancia "Y" de un transformador de potencia y su relación de transformación "t" da origen a un modelo PI del transformador, mediante el método de superposición. Así :



$$[II] \quad \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y & -Y & 0 \\ -Y & Y & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix}$$

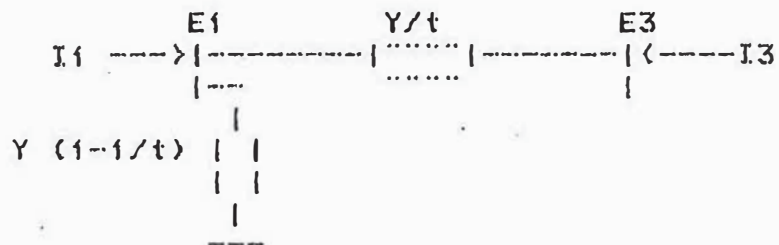
De [II] : $I_1 = Y E_1 - Y E_2$

Pero : $E_2/E_3 = 1:t$

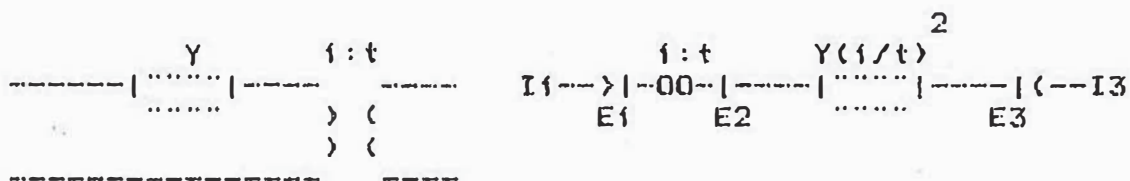
Luego : $I_1 = Y E_1 - Y (E_3/t)$

0 : $I_1 = Y E_1 - Y (E_3/t) + Y (E_1/t) - Y (E_1/t)$

$$I_1 = Y E_1 (1 - 1/t) + Y/t (E_1 - E_3)$$



Trasladando la admitancia al lado secundario :



$$\begin{array}{c}
 \text{[III]} \\
 \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|}
 \hline
 I_1 & & 0 & 0 & 0 & E_1 \\
 \hline
 I_2 & = & 0 & Y/t & -Y/t & E_2 \\
 \hline
 I_3 & & 0 & -Y/t & Y/t & E_3 \\
 \hline
 \end{array}
 \end{array}$$

De [III] : $I_3 = -Y/t E_2 + Y/t E_3$

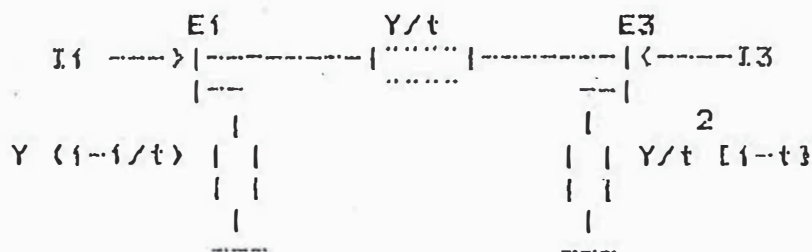
Pero : $E_1/E_2 = i:t$

Luego : $I_3 = -Y/t (tE_1) + Y/t E_3$

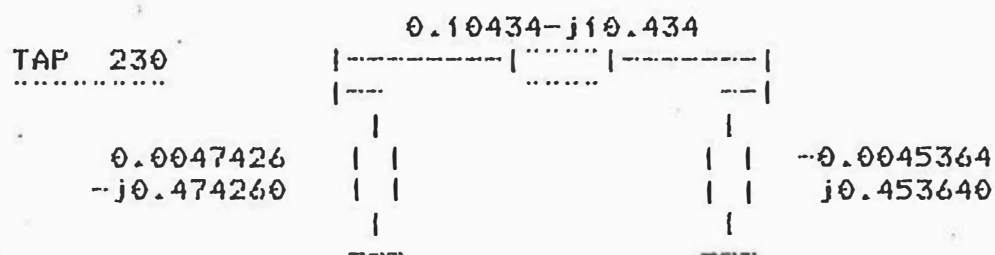
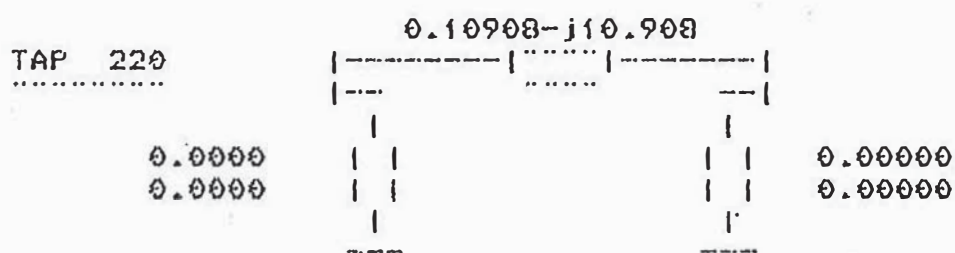
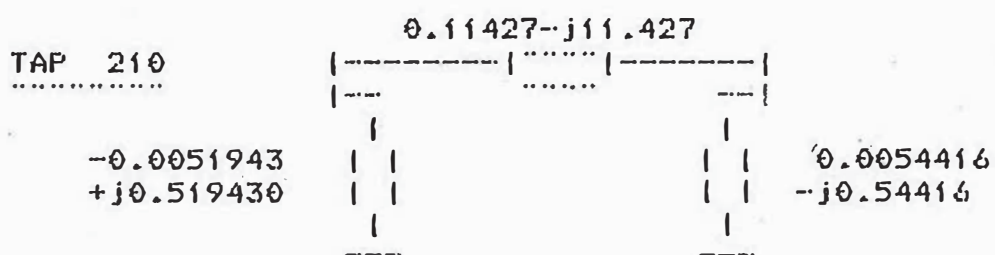
$$= -Y/t E_1 + Y/t E_3$$

$$= Y/t [-tE_1 + E_3 + tE_3 - tE_3]$$

$$= Y/t t [-E_1 + E_3] + Y/t E_3 [1-t]$$



EJEMPLO : Un transformador de potencia de 120 MVA con una impedancia $0.11 + j 11$ por ciento, 138/220 KV, tiene los valores mostrados, a continuacion, de su equivalente pi en por unidad, respecto a la base 100 MVA, 220 KV y operando a los taps de 210, 220 y 230 KV.



3.A5) PERDIDAS EN ELEMENTOS ACTIVOS Y PASIVOS DE LA RED

- PERDIDAS JOULE Y PERDIDAS POR EFECTO CORONA EN LINEAS

Se ha representado las líneas de transmisión hasta niveles de 60 KV incluyendo los cables de potencia del subsistema Electrolima, así los como cables de potencia de San Nicolás.

Se ha puesto énfasis en evaluar pérdidas por efecto Joule y pérdidas por conductancias (VER TABLA 2B).

Los parámetros de conductancia de líneas serranas de 220 KV contienen las pérdidas por efecto corona, representativas en tiempo bueno de aproximadamente 3 KW / KM (las pérdidas corona para conductores con hielo, o bajo neblina es de más o menos diez veces las pérdidas de clima seco). En la línea costera Lima-Chimbote, las pérdidas totales transversales y longitudinales son de 6 MW en el tramo Lima-Paramonga y 8 MW en el tramo Paramonga-Chimbote.

Últimas mediciones efectuadas en la nueva línea de transmisión Lima-Pisco, duplican las mencionadas pérdidas, en base a la cual se han deducido los siguientes valores de conductancia : (ref. OPOA-EC-026-84)

Prueba de aislamiento (CD) : $g = 0.003 \times 10^{-6}$ MHO/KM
(0.145 KW/KM)

Línea energizada (CA) : $g = 0.131 \times 10^{-6}$ MHO/KM
(6.340 KW/KM)

$$\text{Fórmula } \left[\begin{array}{l} \text{.....} \\ u \text{ MHO/KM} = p / (\text{KV}^{**2} * k) \\ \text{-----} \end{array} \right]$$

siendo : p son las pérdidas en KW/KM

KV nivel de tensión en KV

-PERDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- Los gradines de los transformadores de potencia están ajustados en su posición real de operación y no necesariamente es su gradín nominal. No se ha representado los transformadores 60/10 KV del subsistema Electro-lima. Huinco y Matucana tienen sus taps en la posición 235.6 y 236 respectivamente, Callahuanca en 69.7 Huampaní 64.5, Moyopampa 9.5 y Mantaro en 230 KV.
- Consideramos dos transformadores en San Nicolás y uno de 3 devanados y tap variable en Santiago de Cao. También se ha representado un banco de tres devanados en la central Matucana.
- Además de las pérdidas en el cobre se adicionan pérdidas en el fierro (pérdidas que depende del tipo de fierro o de la estructura cristalina de las láminas del núcleo del transformador). El porcentaje de corriente sin carga es de 0.50 por ciento y las pérdidas sin carga se simulan con 0.11 por ciento, obteniéndose los siguientes resultados :

PERDIDAS DEBIDO A LA CONDUCTANCIA DEL TRANSFORMADOR

Pérdidas de transformadores de 2 devanados 0.60 MW

Pérdidas de transformadores de 3 devanados 0.50 MW

PERDIDAS DEBIDO A LA SUCEPTANCIA DEL TRANSFORMADOR

Pérdidas de transformadores de 2 devanados 6.50 MVAR

Pérdidas de transformadores de 3 devanados 3.30 MVAR

- La FIGURA 1-81 muestra La EFICIENCIA del transformador de potencia 230/69/10KV y 30/30/10 MVA que alimenta a la carga de Cobriza interconectándose al sistema desde la barra de 230 KV de La Central Mantaro. EL significado de la Leyenda de mencionada figura es :

- G-1. eficiencia garantizada a COSFI 1.00
- M-1. eficiencia medida a COSFI 1.00
- G-08 eficiencia garantizada a COSFI 0.80
- M-08 eficiencia medida a COSFI 0.80

Las mediciones de las eficiencias se dió para el 25, 50,75 y 100 de carga, tal como muestra las marcas de las curvas. En resumen, la eficiencia medida es menor que la garantizada y las eficiencias a COSFI 0.80 son menores a las de COSFI 1.00.

- PERDIDAS EN LINEAS Y TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Hemos resumido las pérdidas activas en horas de máxima demanda de época de estiaje en la T A B L A 2B la cual incluye las pérdidas por efecto Joule:

T A B L A 2B

PERDIDAS ACTIVAS EN LINEAS Y TRANSFORMADORES

	MW (estiaje)
Perdidas de trafos de 2 devanados	14.50
Perdidas de trafos de 3 devanados	5.60
Perdidas de lineas de 220 KV	88.40
Perdidas de lineas de 130 KV	3.00
Perdidas de lineas de 130 KV	6.70
Perdidas de lineas de 69 KV	0.60
Perdidas de lineas de 60 KV	14.60
Perdidas de lineas de 66 KV	0.50
Perdidas de lineas de 50 KV	4.80

Si consideramos las pérdidas activas de los transformadores de las centrales Mantaro-Restitución (5.65 MW) mas las pérdidas en las lineas de 220 KV, las PERDIDAS DE POTENCIA en el sistema de transmisión respecto a la máxima generación de mencionadas centrales (700 MW), constituyen el 13.3 por ciento de pérdidas (en caso de contar con el mayor número de lineas del área Mantaro en servicio)

- PERDIDAS EN LOS GENERADORES SINCRONOS

Los porcentajes de pérdidas de los generadores síncronos de las centrales Mantaro-Restitución, han sido evaluadas de pruebas de campo. Mencionadas pérdidas se les denomina PERDIDAS SEPARADAS, y comprenden las pérdidas siguientes :

PERDIDAS EN EL CIRCUITO DE EXCITACION :

- A)pérdidas por efecto Joule en el circuito de excitación : $I_{fn} \times R_f \times 2$, siendo I_{fn} la corriente nominal de la excitatriz y R_f la resistencia de la misma a 75 °C.
- B)pérdidas eléctricas entre las escobillas y los anillos deslizantes.
- C)pérdidas eléctricas en la excitatriz estática y en el generador auxiliar (GA).

PERDIDAS INDEPENDIENTES DE LA CORRIENTE :

- E)pérdidas eléctricas en el circuito magnético. Se evaluaron mediante el Método Calorimétrico, correspondiente al ensayo de la máquina en vacío y a su tensión nominal.
- F)pérdidas eléctricas por rozamientos en los cojinetes evaluadas mediante la prueba a velocidad nominal (Método Calorimétrico)
- G)pérdidas eléctricas totales por ventilación evaluadas mediante la prueba a velocidad nominal y sin excitatriz (Método Calorimétrico)

PERDIDAS NORMALES QUE DEPENDEN DE LA CORRIENTE :

J)Pérdidas eléctricas por efecto Joule en el arrollamiento del inducido : $I_{an} \times R_a^{**2}$, siendo I_{an} la corriente nominal del inducido y R_a , la resistencia de la misma a 75 °C.

PERDIDAS ADICIONALES DE CARGA :

K)Pérdidas adicionales en el hierro

L)Pérdidas adicionales en el cobre

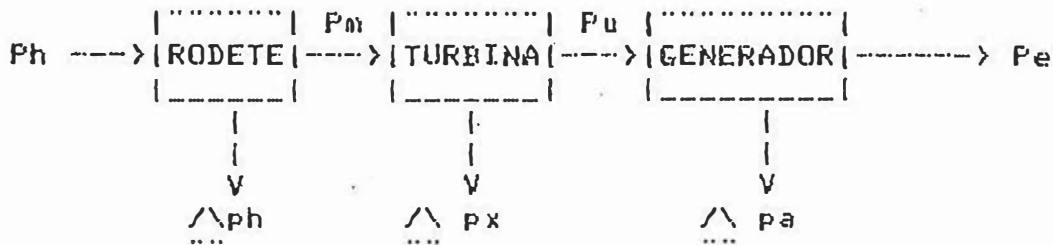
Las pérdidas separadas A,B.....L, en función del porcentaje de carga en el Grupo No2 de La CH Restitución, se muestra en Las FIGURAS Nos 1-C1 y 1-C2.

Las pérdidas separadas a un COSFI 0.85 son mayores que las pérdidas a un COSFI 1.00 debido a la mayor corriente de excitación necesaria, lo que origina mayores pérdidas por efecto Joule en la excitatriz, mayores pérdidas en las escobillas y anillos deslizantes y mayores pérdidas en la excitatriz estática y en el generador auxiliar (Ver FIGURA No 1-C3).

Las evaluaciones de las pérdidas separadas se efectuaron para el 40, 60, 80 y 100 por ciento de carga a COSFI nominal (0.85) y COSFI unitario (1.00).

- DETERMINACION DEL RENDIMIENTO DEL GRUPO No 2 DE LA CH DE RESTITUCION

La FIGURA muestra las diferentes pérdidas que se producen en el generador, turbina y rodete



Siendo :

- Pe potencia eléctrica
- Pu potencia útil
- Pm potencia mecánica
- Ph potencia hidráulica
- /\ pa son las pérdidas globales en el generador
- /\ px son las pérdidas globales en la turbina
- /\ ph son las pérdidas globales en la rueda pel-ton

- En las pérdidas del circuito magnético, la tensión medida (KV_m) difiere de la tensión nominal (KV_n), por lo que las pérdidas en el hierro (pérdidas separadas E) se rigen por la ley siguiente :

$$P_{he} = P_{hen} \left(\frac{KV_n}{KV_m} \right)^2$$

Estas pérdidas varían exponencialmente con el cuadrado de la tensión tal como se muestra en la FIGURA No

- En las pérdidas por ventilación (P_v), las pérdidas medidas P_{vm} son referidas a la temperatura T_a = 40°C y la velocidad de medida W_m a su velocidad nominal W_n, mediante la ley siguiente :

$$P_v = P_{vm} \left[\frac{273 + T_a}{273 + T_m} \right]^3 \left(\frac{W_m}{W_n} \right)$$

- Las pérdidas mecánicas totales (pérdidas separadas F + G), evaluadas mediante la prueba a CORRIENTE NOMINAL, son el resultado de las pérdidas por ventilación P_v y las pérdidas medias en los cojinetes, y generalmente permanecen constantes a diferentes porcentajes de carga.

- A continuación se muestra la TABLA No 3 que contiene las pérdidas separadas totales, resultante de la diferencia entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida en el generador del grupo No 2 de la CH de Restitución, para un factor de potencia nominal de la máquina.

La EFICIENCIA CONVENCIONAL se dedujo de la relación entre la potencia eléctrica a la potencia mecánica, que multiplicada por 100 resulta el valor del porcentaje de eficiencia.

RENDIMIENTOS CONVENCIONAL (PRUEBA) Y GARANTIZADOS

T A B L A No 3

COSFI	0.85	0.85	0.85	0.85	
CARGA	100.00	80.00	60.00	40.00	%
PERDI SEPARADAS	1470.10	1290.40	1148.50	1043.90	KW
POTEN ELECTRICA	70125.10	56100.00	42075.00	28050.00	KW
POTEN MECANICA	71595.10	57390.40	43223.50	29093.90	KW
RENDI CONVENCIONAL	97.95	97.75	97.34	96.41	%
RENDI GARANTIZADA	97.88	97.70	97.35	95.60	%

De los valores de rendimiento convencional se halla un rendimiento promedio :

$$\text{RENDIMIENTO PROMEDIO} = \frac{3 R_{100} + 3 R_{80} + 3 R_{60} + R_{40}}{10}$$

Siendo : R₁₀₀ rendimiento con 100% S_n y una tensión entre 110 y 95 % V_N y COSFI 0.85 atrassado a velocidad nominal incluyendo todas las pérdidas del generador

R₈₀, R₆₀, R₄₀ la misma definición de R₁₀₀, pero con el 80%, 60% y 40% de S_n respectivamente.

- Luego el RENDIMIENTO PROMEDIO que se dedujo de las pruebas efectuadas al grupo No 2 de la CH Restitucion fue :

Rendimiento Prom.Convencional = 97.553 por ciento

Valor que esta por encima del Rendimiento Promedio garantizado (97.439pc). Ver FIGURA No 1-C5.

3.-A6)- CURVAS CARACTERISTICAS EN VACIO Y EN CORTOCIRCUITO DEL

GRUPO No 2 DE RESTITUCION (Ver FIGURA 1-C6)

- El Generador Sincrono recibe energia mecánica en la forma de torque y velocidad aplicada a su eje. Ello es necesario para convertir la energia mecánica a energia eléctrica. Para este propósito, el generador se ha provisto con una CORRIENTE DE EXCITACION, el valor del cual se incrementa con la variación de la tensión.
- La FIGURA No 1-C6 muestra la curva característica de cortocircuito (Kcc). La intersección de la corriente nominal estática (eje de las ordenadas)

$$I_{an} = \frac{82.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV })} = 3,451.55 \text{ AMP}$$

con la recta Kcc nos da una corriente de excitación Ifk en el eje de las abscisas

$$I_{fk} = 475 \text{ AMP}$$

- Para una tensión nominal de la máquina (13.80 KV) la línea recta del entrehierro, línea GAP, es interceptada en un punto cuya abscisa Ifg nos da como valor :

$$I_{fg} = 467 \text{ AMP}$$

mientras que para la misma tensión, la curva de característica en VACIO, curva OPEN, es interceptada en un punto cuya corriente de excitación es :

$$I_{fo} = 511 \text{ AMP}$$

Estos 3 valores sirven para hallar la relación de cortocircuito (SCR) y la reactancia en el eje directo.

-- RELACION DE CORTOCIRCUITO (SCR)

Es la relación de la corriente de excitación para la tensión nominal de la curva característica de circuito abierto, a la corriente de excitación requerida para la corriente nominal del circuito estatórico.

$$SCR = \frac{I_{fo}}{I_{fk}} = 1.0757 \text{ p.u.}$$

-- REACTANCIA SINCRONA LONGITUDINAL (Xd)

Resulta de la relación de la corriente de excitación para la corriente nominal estatórica de la curva característica de cortocircuito, a la corriente de excitación del entrehiero a la tensión nominal.

$$X_d = \frac{475}{467} = 1.017 \text{ p.u.}$$

3-A7).-COMPENSACION REACTIVA :

- Las Pérdidas transversales de los capacitores y reactores shunt del sistema interconectado representan 0.40 MW, habiéndose considerado pérdidas activas de 0.0033 KV/KVAR, a tensión y frecuencia nominal y 25 grados centígrados.
- La aplicación de compensación reactiva en el sistema interconectado Centro-Norte medio-Centrominperú figura en la TABLA 4, y constituyen cargas de impedancia constante para casos de estabilidad transitoria (El área Electrolina carece de compensación reactiva).
- No contamos con el Compensador Síncrono de San Juan, menos con el CS de Independencia, indisponible desde Abril de 1985 por falla en el autotransformador de arranque.

COMPENSACION REACTIVA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO

T A B L A 4

BARRA	TENSION OPERACION (KV)	ANGULO BARRA (GRADOS)	COMPENSACION REACTIVA (MVAR **) (MVAR *)	
CASAPALCA 50	47.2	-8.10	-5.3	-6.0
MOROCOCHA 50	47.9	-7.32	-5.5	-5.0
PACHACH 50	49.3	-6.15	-9.3	-10.0
EXELSIOR 50	40.4	0.26	-5.3	-5.0
OROYA TR 50	51.0	-2.60	-12.5	-12.0
PARAGSHA12.6	13.3	-1.25	-13.3	-12.0
OROYANUEVA50	50.0	-2.96	-17.3	-14.0
SECHIMI 13.8	14.5	-19.45	-16.3	-15.0
SEM 10	10.0	-12.88	10.0	10.0
SEIN 220	218.2	-6.73	21.4	20.0

(*) Valor nominal de compensación

(**) Los MVAR especificados no son nominales, sino producto de la tensión de operación en horas de máx.demanda. El valor negativo de MVAR representa compensación reactiva capacitiva, el positivo compensación reactiva inductiva.

3.-B).-METODOLOGIA EN ESTABILIDAD TRANSITORIA :

Para el método de integración en la solución de las ecuaciones diferenciales, se seleccionó el método EULER con un paso de integración de 0.02 segundos.

3.-B1).-ELEMENTOS DE ANALISIS

El análisis de la dinámica de un fenómeno de subfrecuencia, considera el comportamiento de un simple generador cuya carga eléctrica P_e excede a su potencia mecánica P_m de entrada, y donde rige la ley:

$$P_m = \frac{M}{2} \frac{d^2(\text{DELTA})}{dt^2} + \frac{D}{dt} \frac{d(\text{DELTA})}{dt} + \frac{E_g E_t \text{SEN}(\text{DELTA})}{X_g}$$

- Siendo :
- DELTA: ángulo de fase donde E_g adelanta a E_t
 - M : inverso de la constante de inercia de la turbina-generador
 - D : factor de amortiguamiento del grupo
 - X_g : reactancia síncrona del generador
 - P_e : potencia eléctrica de salida e igual a $E_g E_t \text{SEN}(\text{DELTA}) / X_g$
 - E_g : tensión detras de X_g
 - E_t : tensión en bornes

En estado estacionario, la potencia mecánica es exactamente balanceada por la potencia eléctrica del generador y los términos con derivadas de tiempo son iguales a cero ($D \frac{d(\text{DELTA})}{dt} = 0 = W - W_s$).

Cuando la potencia eléctrica de salida del generador es rápidamente incrementada por un déficit de generación, los términos con derivadas deben ser diferente de cero, luego, el rotor tiende a frenarse y la frecuencia instantánea tiende a caer.

3.-B2) REPRESENTACION DE CARGAS EN ESTABILIDAD TRANSITORIA:

- Las cargas de un flujo de potencia simulan los MW y MVAR correspondientes que se absorben por una impedancia constante. En estabilidad transitoria, las cargas de potencia constante, corriente constante e impedancia constante, se modelan como cargas independientes de la frecuencia.
- En nuestro estudio de estabilidad de frecuencia hemos representado cargas no lineales que tienen una REPRESENTACION POLINOMIAL y una dependencia de la tensión tal que :

$$P = P_0 (k + k_1 * V + k_2 * V^{**2} + \dots + k_i * V^{**i})$$

$$Q = Q_0 (h + h_1 * V + h_2 * V^{**2} + \dots + h_i * V^{**i})$$

donde: $k + k_1 + k_2 + \dots + k_i = 1$

$$h + h_1 + h_2 + \dots + h_i = 1$$

V La tensión de operación de la barra.

P₀, Q₀ la carga cuando la desviación de la frecuencia es cero.

- Las constantes k y h especifican el valor p.u. de la potencia activa y reactiva de la carga que se comporta como POTENCIA CONSTANTE,
- Las constantes k₁ y h₁ especifican el valor p.u. de potencia activa y reactiva de la carga que se comporta como CORRIENTE CONSTANTE, y
- Las constantes k₂ y h₂ especifican el valor p.u. de potencia activa y reactiva de la carga que se comporta como IMPEDANCIA CONSTANTE.

En la TABLA 5 se da la función analítica de las diferentes cargas conectadas al Sistema Interconectado con representación polinomial.

REPRESENTACION DE CARGAS CON MODELOS POLINOMIALES

T A B L A 5

TIPO DE CARGA	UBICACION	FUNC. ANALITICA
100 % residencial.	Huayucachi, Paramonga	$P = k \cdot V^{**2}$
	Nueva, Viru	$Q = h \cdot V^{**2}$
70 % residencial. 30 % industrial	Callahuanca, Huampani, Ica, Independencia, Moyopampa, Puente, Porvenir, TrujSur	$P = 0.7k \cdot V^{**2}$ $+ 0.3k \cdot V^{**1.5}$ $Q = h \cdot V^{**2}$
100 % industrial.	Aceria Pisco, Trupal Trujillo Norte, Motil, Cobriza, San Nicolas, Paragsha50, Paragha12, Carhuamayo50, Malpaso50, Excelsior50, Pachachaca50, ParamongaA, B y C, Morococha.	$P = k \cdot V^{**1.5}$ $Q = h \cdot V^{**2}$
50 % industrial	Huallanca130, Oroya50, C. Andino, Paragsha 12, Carhuamayo.	$P = .5k \cdot V^{**1.5}$ $Q = h \cdot V^{**2}$
	Refineria de Zinc	$P = k \cdot V$ $Q = 102$

Asimismo, se ha representado en nuestro estudio cargas especiales de MODELOS INCREMENTALES, los cuales ofrecen dependencia de tensión y frecuencia. Esto es particularmente apropiado para barras con relés de mínima frecuencia y cargas compuestas.

$$\begin{array}{l} P = P_0 \left(V / V_0 \right)^A \left(F / F_0 \right)^B \\ Q = Q_0 \left(V / V_0 \right)^C \left(F / F_0 \right)^D \end{array}$$

Donde :

P_0 potencia activa de la carga antes de la perturbación.

Q_0 potencia reactiva de la carga antes de la perturbación.

V_0 tensión previa a la perturbación

F_0 frecuencia previa a la perturbación

Como ejemplo, se consideró a las cargas que contienen MOTORES DE INDUCCION con los siguientes exponentes :

$$P = P_0 \left(V / V_0 \right)^0 \left(F / F_0 \right)^2$$

$$Q = Q_0 \left(V / V_0 \right)^1 \left(F / F_0 \right)^1$$

- Las barras con relés de mínima frecuencia ajustadas a las funciones matemáticas anteriores, están dadas en la TABLA 6 siguiente :

CARGAS AJUSTADAS A MODELOS INCREMENTALES

T A B L A 6

NOMBRE DE BARRA	No.	TENSION	TENSION	CARGA
		BARRA NOMINAL	OPERACION ACTIVA	
		(KV)	(P.U.)	(MW)
INFANTAS 60	271	60.0	0.966	24.0
ZAPALLAL 60	859	60.0	0.962	9.6
HUARAL 60	272	60.0	0.951	4.3
SECHAVA 60	253	60.0	0.981	34.0
MIRONES 60	275	60.0	0.963	61.0
OQUENDO 60	273	60.0	0.965	27.1
PAMPILLA 60	274	60.0	0.962	6.2
LIMATAMBO 60	265	60.0	0.989	34.0
SANISIDRO 60	266	60.0	0.981	25.0
PRIMAVERA 60	267	60.0	0.985	45.0
BARRANCO 60	268	60.0	0.986	24.0
BALNEAR 60	254	60.0	0.993	26.0
STA. ROSA V30	898	30.0	0.962	12.8
STAROSAV 10	209	10.0	1.031	30.0
GALVEZ 60	270	60.0	0.991	35.0
MEPSA 60	858	60.0	0.992	4.9
PUENTE 60	260	60.0	0.988	40.0
TACNA 60	269	60.0	0.991	50.0
VSALVADOR 60	851	60.0	0.989	7.8
LURIN 60	855	60.0	0.977	4.6
SANBARTOL 60	852	60.0	0.962	4.1
CHILCA 60	853	60.0	0.932	3.6
MALA 60	169	60.0	0.914	3.9
V. MARIA 60	279	60.0	0.982	21.9
ATOCONGO 60	280	60.0	0.977	21.0
S NICOLAS	1	4.2	0.971	25.0
MONTERRO. 60	179	60.0	1.024	1.8
HORNOS LAM: PAC	1251	0.4	0.993	16.0
LAMINAD LAM PAC	1252	10.0	1.037	6.0
SEPAE	381	13.8	0.999	44.5
HORNOS SIDER A	4030	0.4	0.866	24.9
HORNOS SIDER B	4031	0.3	0.909	12.3
MOT IND SIDER	404	13.2	0.974	32.5
PLANTA DE ZINC	661	50.0	0.980	56.0
PARAGSHA	602	12.6	0.981	21.0
REF DE ZINC	897	30.0	0.922	40.0

3.-B3)FACTORES DE POTENCIA

-
- Los factores de potencia de las cargas de Lima, a nivel de 10 KV en barras, han sido tomados de estudios de ELECTROLIMA. Los factores de potencia a nivel de 60 KV, han sido tomados del estudio de la firma consultora MONTREAL ENGINEERING LIMITED (MONENCO). Los factores de potencia del presente estudio, es el resultado promedio entre los valores de Electrolima y Monenco, teniéndose bastante aproximación en el nivel de tensión de operación.
 - El factor de potencia de la Siderúrgica de Chimbote es de 0.81 (sin compensación reactiva), ello según el reporte preparado por el Ing. Wojciech J. Dyakoski para Siderperú.
 - Los factores de potencia de los grandes clientes industriales del área Mantaro fueron deducidos como aproximación de la facturación mensual a los clientes del sistema. Así el factor de potencia en la salida de 220 KV que alimenta la carga de Cobriza es de 0.97, e igual para la carga de Hierroperú en 60 KV. El factor de potencia de Cemento Andino es 0.83.
 - Los factores de potencia de las principales cargas del subsistema Electrolima, están dados en la TABLA No 7 siguiente :

FACTORES DE POTENCIA DE LAS
CARGAS DE ELECTROLIMA

T A B L A 7

	BARRA DE CARGA	COS(FI)
209	Santa Rosa V	0.899
253	Sechava 60 KV	0.935
254	Balnearios 60 KV	0.945
257	Barsi 60 KV	0.955
260	Puente 60 KV	0.950
261	Salamanca 60 KV	0.900
265	Linatambo 60 KV	0.895
266	San Isidro 60 KV	0.910
267	Primavera 60 KV	0.910
268	Barranco 60 KV	0.919
269	Tacna 60 KV	0.894
270	Galvez 60 KV	0.887
271	Infantas 60 KV	0.929
272	Huaral 60 KV	0.930
273	Oquendo 60 KV	0.946
274	Pampilla 60 KV	0.930
275	Mirones 60 KV	0.944
276	Pershing 60 KV	0.919
277	Sta. Marina 60 KV	0.935
278	Maranga 60 KV	0.929
279	Villa Maria 60 KV	0.900
280	Atocongo 60 KV	0.900 (***)
851	V. Salvador 60 KV	0.956
852	San Bartolo 60 KV	0.900
853	Chilca 60 KV	0.900 (***)
854	Surco 60 KV	0.909
855	Lurin 60 KV	0.930
856	Huampar 60 KV	0.930 (***)
858	Mepsa 60 KV	0.870 (***)
859	Zapallal 60 KV	0.900
896	Huampari 60 KV	0.918
897	Ref. Zinc 30 KV	0.917

(***) Valores asumidos

3.-B4) SIMULACION DE GENERADORES SINCRONOS

Las impedancias de las máquinas sincrónicas de la Central Mantaro han sido tomadas de los protocolos de pruebas los cuales fueron realizados conforme a las normas IEC, publicación 34-4.

Se ha representado los consumos propios para las diferentes centrales del Sistema Interconectado equivalente a 0.46 por ciento de la máxima demanda. Por ciento promedio requerida por los servicios auxiliares de las centrales eléctricas y oficinas.

Los niveles de modelamientos de las máquinas sincrónicas, depende de los parámetros dados en el anexo No 1.

Las máquinas SIN SATURACION están representadas por los niveles 1,2,3,5 y 7 (ver TABLA 8)

Las máquinas CON SATURACION están representada por los niveles 4 y 6 (ver TABLA 8)

Las máquinas sincrónicas con niveles 1, tienen en la segunda ecuación de oscilación (ecuación que gobierna la posición del rotor de la máquina : $d\Delta\theta/dt = \omega - \omega_s$) valores de $\omega = \omega_s$.

Las máquinas sincrónicas con saturación (nivel 6) tienen como ventajas que los valores de X_d y X_q disminuyen cuando la máquina entra en saturación, lográndose que el ángulo rotórico inicial sea mas pequeño, en situaciones de operación en las mismas condiciones de tensión en bornes de la máquina.

Los niveles de máquinas sincronas se especifican en
la TABLA No 8

NIVELES DE MAQUINAS SINCRONAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO

T A B L A 8

CENTRAL	TIPO	NIVEL	REGULADOR	
			DE VELOCIDAD	DE TENSION
MANTARO	1	GS	6	SI TIPO 1
MANTARO	2	GS	6	SI TIPO 1
MANTARO	3	GS	6	SI TIPO 4
MANTARO	4	GS	6	SI TIPO 4
MANTARO	5	GS	6	SI TIPO 4
RESTITUCIO	1	GS	6	SI TIPO 4
HUINCO	EQ	GS	6	SI TIPO 3
HUALLANCA	EQ	GS	6	SI TIPO 3
YAUPI	EQ	GS	6	SI TIPO 3
MALPASO	EQ	GS	6	SI TIPO 3
OROYA	EQ	GS	6	NO
PACHACHAC	EQ	GS	6	NO
SECAO	1	GS	7	SI TIPO 4
SETSUR	1	GS	7	SI TIPO 4
MATUCANA	1	GS	5	SI TIPO 3
MATUCANA	2	GS	5	SI TIPO 3
SESANI	1	GS	5	SI TIPO 4
SEIN	1	CS	5	NO
SEM	1	CS	5	NO
HOYOPAMPA	EQ	GS	5	SI TIPO 3
CALLAHU	EQ	GS	5	SI TIPO 3
CALLA 6.5	EQ	GS	5	SI TIPO 3
HUAMPANI	EQ	GS	5	SI TIPO 3
CAHUA	EQ	GS	5	SI TIPO 3
SECHIM2V	1	CS	5	NO
SEPAE B	301	GS	1	NO
SEPAE C	302	GS	1	NO
SEPAE	303	GS	1	NO
MS A	10	MS	1	NO
MS C	12	MS	1	NO
MS B	11	MS	1	NO
MMSS MI	403	MS	1	NO

En el anexo 1 se muestran los parámetros que intervienen en cada nivel de simulación.

GS especifica Generador Sincrono
CS especifica Compensador Sincrono
MS especifica Motor Sincrono

3.-B5) SISTEMAS DE EXCITACION

- Los sistemas de excitación fueron simulados para la mayoría de los generadores. La primera etapa del Mantaro (Grupos 1,2,3) cuenta con reguladores de tensión diferentes a los de la segunda etapa (Grupos 4,5,6,7), siendo estos últimos de característica estática (Restitución también cuenta con regulación estática). Los reguladores de tensión de las centrales Mantaro y Restitución cuentan con dispositivos estabilizantes que se emplean para enviar señales de realimentación de potencia activa ($K_c = 0$ a 2 p.u) y velocidad (K_r o $K_w = 0$ a 20 p.u.) al regulador de tensión, permitiendo así estabilizar las oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas en los generadores síncronos, causadas por la topología longitudinal del sistema con líneas largas y condiciones particulares de operación.
- Los sistemas de regulación de la excitatriz de las máquinas del sistema, casi siempre están constituidos por una regulación automática (RAT) y una regulación manual (RMT) funcionando independientemente, de tal manera que si el RAT está malogrado, actúa necesariamente el RMT.
- Los cuatro diagramas de bloque que se muestran en el anexo 2, representan los siguientes tipos de modelos : (La relación de las máquinas con sistema de excitación se muestra en la TABLA No 8)

- TIPO 1 : con excitatriz rotativa
(tipo amplidina)

- TIPO 2 : con alternador y diodo rotante

- TIPO 3 : con excitatriz rotativa y regulador
de tensión estático

- TIPO 4 : con excitatriz estático

Para cada regulador conectado a la máquina en particular se realizó previamente una evaluación de los márgenes de estabilidad de control de tensión, por medio de diagramas de bode.

3.-B6)--REGULADOR DE VELOCIDAD

Los reguladores de velocidad fueron simulados para los generadores principales. La relación de éstos se muestra a TABLA 8 ; así mismo, en el anexo 2, se presenta el diagrama de bloque estandar del regulador usado.

Tal como lo realizado con los reguladores automáticos de tensión, se efectuaron las evaluaciones correspondientes a los márgenes de estabilidad por medio de diagramas de bode.

3.-B7)-RELES DE MINIMA FRECUENCIA

Para este estudio contamos con 3 tipos de relés de mínima frecuencia :

- RELES ESTATICOS CON CARACTERISTICA DE DERIVADA DE FRECUENCIA.

La aplicación de mencionados relés han sido propuestos por la empresa " Brown Boveri Company " al área de Ingeniería de Operación del subsistema Electrolina para las cargas de la zona de San Juan o Cono Sur. Los ajustes propuestos para las barras de Villa el Salvador, Lurin, San Bartolo, Chilca y Mala es de $df/dt = -0.75$ mientras que las barras con rechazo de carga de Villa Maria y Atocongo se proponen ajustes de $df/dt = -1.00$; y por ultimo la carga de Fuente Piedra se propone ajustarla a $df/dt = -0.50$ (VER TABLA No 10 del ITEM 4.2.1)

Los relés estáticos propuestos miden la derivada de frecuencia (df/dt) acoplado un ajuste de mínima frecuencia, y se usan para realizar un rechazo de carga mas rápido y selectivo por pasos de frecuencia. Generalmente operan con un oscilador de 1.25 MHZ y tienen un rango de ajuste entre 0.10 a 9.90 HZ/SEG con pasos de 0.10 HZ/SEG. La frecuencia de disparo se esta-

blece entre 39.10 y 65 HZ logrando operar entre 0.60 y 1.20 de la tensión nominal. Sin embargo cuando la tensión cae al valor comprendido entre 0.20 y 0.60 de la nominal, el relé es bloqueado.

- RELES ELECTROMECHANICOS DE MINIMA FRECUENCIA :

La aplicación de estos relés se da en cargas de Electrolina y de Electroperú en puntos de interconexión.

Constituidas de dos bobinas separadas que proporcionan incrementos de desplazamiento de fases con el descenso de frecuencia. El torque así producido es proporcional al SENO entre las dos fases.

Tienen taps con incrementos de ± 0.25 HZ y un rango de frecuencias de 57 a 60 HZ.

- RELES ESTATICOS DE MINIMA FRECUENCIA :

A diferencia de los relés electromecánicos son mas rápidos y extremadamente exactos y estables.

Contienen un controlador de cristal oscilador quien continuamente alimenta pulsos de 2 MHz a un contador binario. El contador en conjunto con otro circuito lógico determina la frecuencia del sistema por conteo de los pulsos de 2 MHz que ocurre en un ciclo completo (un periodo) de la tensión

del sistema de potencia, de tal manera que si el número de pulsos es mayor que el número especificado, indica que la frecuencia del sistema está por debajo de la frecuencia de referencia.

Generalmente tienen ajustes en el rango de 54.2 a 60.8 HZ con incrementos de 0.05 HZ. La exactitud se mantiene sobre un rango de temperatura de - 20 a 60 °C y es independiente de su rango de sobretensión de 50 por ciento a 115 por ciento de su tensión nominal (para niveles inferiores de baja tensión existe un detector de tensión que bloquea la operación del relé).

3.-B8) RELES DE INVERSION DE POTENCIA.

Determinan la dirección del flujo de energía activa disparando si el flujo llega a invertirse y si la frecuencia disminuye.

Los relés de inversión de potencia se consideran en las interconexiones tales como :

Paramonga - Chimbote	(Lado Chimbote 220 KV)
Paramonga Nueva - Paramonga	(Lado Paramonga 130 KV)
Callahuanca-EP - Callahuanca-EL	(Lado Callahuanca-EL-)
	(220 KV)
Pachachaca - Oroya Nueva	(Lado Oroya 220 KV)
SJuan-EP - SJuan-EL A	(Lado SJuan EL-220 KV)
SJuan-EP - SJuan-EL B	(Lado SJuan EL-220 KV)
Interconexión con Hierro	(Lado Hierro 13.8 KV)

La interconexión con Centrominperu cuenta con relés de inversión de potencia estático.

3.-C)METODOLOGIA DE LOS RECHAZOS DE CARGA

3.-C1)TEORIA DEL RECHAZO DE CARGA

Al ocurrir pérdida de generación brusca en el Sistema Interconectado Centro-Norte Medio, el efecto inmediato es la reducción en la velocidad de los generadores síncronos de las centrales. Sin embargo, en los casos que no son graves, la Energía Cinética (EC) almacenada en los rotores de las máquinas es suficiente para mantener el balance de energía hasta que la reducción de velocidad sea detectada por los reguladores quienes operan para restaurar el balance entrada/salida por el incremento del torque en sus motores primos. Sin embargo, hay limitaciones en la brusca toma de carga en las turbinas a vapor de San Nicolás (Hierroperú) , Santiago de Cao (Trupal) y Paramonga. Esta limitación la estamos fijando en los reguladores de velocidad, aunque normalmente el incremento brusco de carga puede llegar al 10 por ciento de la potencia que genera (Las turbinas a vapor generalmente son plantas de base o media base con bajas eficiencias térmicas y factores de carga altos, funcionando favorablemente a cargas parciales. Además necesitan gran cantidad de agua de refrigeración por lo que se ubican en las proximidades de ríos, mares o lagunas)

3.-C2) AMORTIGUAMIENTO DE LA FRECUENCIA (d)

Los valores "d" conocidos como valores de amortiguamiento de frecuencia, representan la variación, en por ciento de la carga, por 1 por ciento de cambio de frecuencia y dependen de la ubicación de la pérdida de generación como de las constantes de inercia de las máquinas.

La FIGURA 2 ilustra los efectos de los diferentes amortiguamientos de frecuencia "d" deducidos del comportamiento de la carga de San Juan 60 KV para un determinado instante debido a la pérdida de generación de la CH Huallanca (221 MJ), CH de Yaupi (217 MJ) y de un solo grupo de de la CH Mantaro (390 MJ).

La frecuencia final que se obtiene en el supuesto caso de mantenerse constante los valores "d", según se observa en la FIGURA 2, considerando nula la acción de los reguladores de velocidad, estará dada en función de las sobrecargas (OL : ver Item 3.-C3 siguiente) como producto de la pérdida de generación

La fórmula aplicada es :

$$f = 60 \left[\frac{f + OL (d - 1) / d}{1 + OL} \right]$$

3.-03) SOBRECARGAS DEL SICNM (OL)

Las sobrecargas del SICNM se caracterizan por bajas frecuencias de operación y por corrientes mas altas que las normales en algunos generadores y elementos pasivos de transmisión y por tensiones menores de la normal.

Es necesario conocer, como paso previo a la razón de cambio de frecuencia para diferentes magnitudes de pérdidas de generación, el porcentaje de sobrecarga (OL), así:

$$OL = \frac{\text{Deficit de Generacion (D)}}{\text{Generacion Permanente}} \times 100$$

Ejemplo :

La salida de la Central Mantaro y Restitucion que en máxima demanda de avenida puede generar 600 MW para una demanda de 1376 MW (demanda sin considerar factor de simultaneidad) producira una sobrecarga (OL) de :

$$OL = \frac{600}{1376 - 600} \times 100 = 77.32 \text{ por ciento}$$

Es necesario obsevar que si consideramos la maxima produccion de estas dos centrales, la sobrecarga OL llega al 100 por ciento.

3.-C4) RAZON DE CAMBIO DE FRECUENCIA (df/dt)

La Ecuación :

$$2H \frac{dw}{dt} = P_m - P_e \quad \circ$$

$$C1 H \frac{df}{dt} = P_m - P_e$$

contiene dos términos importantes que puede tener un sustancial efecto sobre la operación del SICNM, a bajas frecuencias: Las constantes de inercia de las máquinas (H) y la Razón de Cambio de Frecuencia df/dt.

Es necesario conocer la razón de cambio de frecuencia para diferentes magnitudes de déficits de generación en el SICNM.

Las FIGS 2A...D ilustran la dispersión de las derivadas de frecuencia en un determinado instante para diferentes áreas del SICNM, debido a las diferencias simultáneas de frecuencias en esas áreas, durante el transitorio de frecuencia causadas por las pérdidas de generación respectivas.

La FIG-2C VS La FIG-2D, tiene menor razón de caída de frecuencia a pesar de su mayor pérdida de generación debido a que con la salida de 240MW de Huinco, produce un déficit de energía cinética de 600 MJ, mientras que la salida de solo 2 grupos del Mantaro, que equivale a pérdida de generación de 186 MW, se da un déficit de 798 MJ.

De los casos estudiados, podemos sintetizar el comportamiento de los cambios de frecuencia por pérdida de generación según la FIG-2E para la carga de Villa el Salvador del subsistema Electrolima.

3.-G5) REQUERIMIENTO DE RECHAZO DE CARGA (Ld)

El Rechazo de Carga en el SICNM es coordinado con limitaciones operativas de equipo por baja frecuencia. Estas limitaciones son asociadas primordialmente con la operación de turbinas a vapor y plantas de fuerza auxiliares. La operación por debajo de 58.50 HZ debe darse por un tiempo limitado.

El grafico o FIGURA 2F muestra la banda de operación a baja y alta frecuencia a la cual puede operar una turbina a vapor sin sufrir daño alguno.

La operación fuera de lo especificado en esta banda de frecuencia, se producirá un efecto acumulativo de fatiga mecánica en el rotor de la turbina, causando a la larga el deterioro de la misma.

La performance de las plantas auxiliares está limitada en la banda de 53 - 55 HZ, debajo la cual la potencia de salida en la planta comienza a reducirse.

Las potencias de salida de la turbinas a gas se ven afectadas por la operación a bajas frecuencias en bornes de la máquina como se ve en la FIGURA-2G

La cantidad de carga a ser rechazada (Ld) está en porcentaje de la carga inicial del área, mientras que la sobrecarga (OL) está, en porcentaje basada sobre el área permanente de generación.

Luego, la cantidad requerida de rechazo de carga es basada sobre una sobrecarga en diferentes puntos del SICNM y un deseado nivel de frecuencia de ajuste (fc) para la sobrecarga (OL) mediante la fórmula siguiente :

$$L_d = \frac{OL/(f + OL) - d(f - f_c/f_o)}{f - d(f - f_c/f_o)}$$

La FIGURA-2H muestra los porcentajes de carga necesarios para un ajuste de frecuencia crítica (Fc) y un determinado factor de amortiguamiento (d).

Ejemplo :

La salida de la central Mantaro crea una sobrecarga de 0.7732p.u. que para un ajuste de frecuencia crítica $f_c=57(54.5)$ HZ con $d=1.13$ resulta un L_d de 40.22 (37.09) PC que equivale a 553.53 (510.33) MW

Otra fórmula aplicativa dada por Van Warrington da la siguiente relación :

$$L_d = D [f - (f_o - f_c) * d/f_o]$$

siendo D el déficit de generación = $600/1376$
= 0.436p.u.

resultando un $L_d = 41.14$ por ciento o sea 566 MW.

El SICNM predominantemente hidráulico, cuenta con generación remota (Centrales Mantaro y Restitución) mayor que la generación local (Centrales de Electrolima). Esto ocasiona grandes déficits de potencia, al producirse la salida de la central Mantaro, llegando la frecuencia a caer a valores muy peligrosos antes que los gobernadores de las turbinas actúen. En estos casos, los inmediatos rechazos de carga se hacen necesarios.

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.-A) ANALISIS DE FLUJOS DE POTENCIA

4.-A1) INFLUENCIA EN EL SISTEMA POR VARIACION DE TENSION EN BORNES DE CENTRALES IMPORTANTES EN MAXIMA DEMANDA.

La FIGURA No 3-A muestra el efecto de la variación de los parámetros de control, representados por la tensión en bornes, de la CH de oscilación o barra V,FI (Huinco), versus la variación de tensión en bornes de las CHS de mayor capacidad (Mantaro-Restitución) con la finalidad de cuantificar la magnitud de nivel de tensión en la SE San Juan. De igual manera, se ha cuantificado el flujo de potencia REACTIVA en el lado de CALLAHUANCA de la Línea Mantaro-Pachachaca-Callahuanca.

Las curvas con valores positivos (4.03, 6.98 MVAR) de flujos de potencia reactiva en la línea en mención, representa la entrega de potencia reactiva desde el área ELECTROLIMA al área ELECTROPERU, con el consiguiente problema de limitación de carga en la línea (incremento de ángulo de potencia). Esta inversión de potencia reactiva en la barra de Callahuanca, se podría evitar cuando la CH de Huinco opere como barra Q,FI es decir fijándole los reactivos de la máquina, lo cual se consigue un mayor margen de estabilidad y mejor control de la tensión.

4.-A2).- PERDIDAS ACTIVAS Y REACTIVAS POR VARIACION DE TENSION EN BORNES DE GENERADORES EN MAXIMA DEMANDA.

La FIGURA No 3B muestra las pérdidas activas netas de las líneas de transmisión de 220 KV para la época de avenida, así como las pérdidas netas reactivas de ellas. Las pérdidas activas considera pérdidas por efecto Joule y pérdidas transversales ($I^2 R_{12} + V_{11}^2 G_{10} + V_{22}^2 G_{20}$). Las pérdidas netas reactivas considera las pérdidas longitudinales debido a la reactancia propia de la línea y los MVAR producto de la capacitancia de ella.

El margen de variación de MVARs es mayor del margen de variación de MWs para iguales variaciones de tensión de bornes de máquina. (el efecto de las pérdidas activas es casi despreciable por la variación de tensión en el extremo de envío como en el extremo de recepción).

4.-A3).- MAXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN MAXIMA DEMANDA

La FIGURA No 3C muestra la variación de tensión en las principales barras de carga del sistema ELECTROLIMA versus la variación de potencia activa generada en las centrales hidráulicas Mantaro-Restitución fijando la tensión de SECA en 230 KV, y sin contar con generación térmica en Santa-Rosa.

Si consideramos una máxima transferencia de potencia de las CHS Mantaro-Restitución de 700 MW, obtenemos tensiones en ELECTROLIMA cercanas a 190 KV tensión permitida por emergencia (Huinco como barra

Q,FI). Las líneas continuas de la figura representa la operación del sistema con simple terna Lima-Pisco. El nivel de tensión mejora notablemente cuando entre en operación la nueva terna Lima-Pisco (Ver las curvas con líneas discontinuas en la FIGURA 3C).

4.-A4).- CONTINGENCIAS

La salida de servicio de un circuito eléctrico, llámense líneas de transmisión o transformadores de potencia, tiene una influencia pequeña sobre la pérdida activa de transmisión, y en consecuencia, en los estados de contingencia para líneas sin sobrecarga, no se considera redistribución de la potencia activa de despacho.

La redistribución de la potencia activa de generación se ha considerado para la salida de servicio de generadores o desconexión de cargas importantes del sistema.

Las TABLAS 9-A y 9-B resumen los efectos en los niveles de tensión, pérdidas activas y reactivas en las líneas de transmisión de 220 KV, así como sobrecargas de circuitos debido a la presencia de una contingencia en el sistema.

En la salida de servicio de circuitos que subdividen el sistema interconectado en partes eléctricamente independientes o formación de islas, el programa de flujo de potencia admite una segunda central de referencia.

T A B L A 9-A

CONTINGENCIAS : SALIDA DE LINEAS EN MAXIMA DEMANDA

C A S O	* TENSIONES EN BARRAS IMPORTANTES DE 220 KV (KV)						O B S E R V A C I O N E S
	CHICLAYO	MANTARO	CHAVARRIA	CHIMBOTE	PARAMONGA	TRUJILLO	
CASO BASE (sin Tg en Chiclayo)	205.56 59.39 9.44	231.23	204.67	209.60 136.99	205.82 134.04 66.24	209.50 136.87	--Los Mvar de las centrales dentro su rango de sobreexcitación. --Sobrecorriente en la línea de transmisión Chimbote-Viru en 6 por ciento.
SALIDA SERVICIO DOBLE LT POMACocha-SAN JUAN	203.60 59.40 9.44	230.90	196.56	207.53 136.28	201.07 132.39 65.40	207.72 135.93	--Los Mvar de las centrales del norte dentro de su rango permitido, no así las centrales de Electrolina (sobreexcitadas) --17 por ciento de sobrecarga en la doble terna Callahuanca-Chavarría 220 KV; y en la LT Callahuanca-Moyopampa con 7 p.c.
SALIDA SERVICIO DE LA LT CHIMBOTE-PARAMONGA 220 KV	203.34 59.33 9.43	231.36	205.56	207.97 135.06	205.41 133.90 66.17	207.45 135.15	--Con huallanca en estiaje, se debe rechazar los 67 MW que llegan de la interconexión y evitar sobrecorrientes en la línea de transmisión de 138 KV del anillo. --Los Mvar de grupos térmicos en su rango. --En avenida, Huallanca generará sus 140MW y rechazará 30 MW que evitaría sobrecarga de 35 pc en LT Chimbote-Viru 138 KV.
SALIDA SERVICIO DE LA LT CHIMBOTE-TRUJILLO 220 KV (*****)	145.95 42.52 6.76	231.23	201.41	201.41 131.33	204.57 133.61 66.02	149.52 97.69	--La central Huallanca como los grupos térmicos de Trujillo y Chimbote, se sobreexcitan fuera de su rango permitido, al aumentar la reactancia longitudinal de la LT de 138 KV en serie con las 2 reactancias de los autotrafos de Chimbote y Trujillo. Las tensiones bajas en Trujillo, producen sobrecargas de 200 pc en LT Chimbote-Trujillo 138 KV.
(*****)	casos sin convergencia						

T A B L A 9-B

CONTINGENCIAS EN MINIMA DEMANDA

C A S O	TENSIONES EN BARRAS IMPORTANTES DE 220 KV (KV)						O B S E R V A C I O N E S
	CHICLAYO	MANTARO	CHAVARRIA	CHIMBOTE	PARAMONGA	TRUJILLO	
CASO BASE (sin Tg en Chiclayo)	226.65 40.98 9.97	220.30	212.23	226.93 140.76	220.80 139.78 69.81	228.19 142.22	--Los Mvar de las centrales dentro su rango de sobreexcitación. --No existe sobrecorrientes en líneas de transmisión. --Las pérdidas activas en líneas de transmisión de 220 KV alcanzan 30.60 MW. --El ángulo de potencia entre Chimbote y Chiclayo es de 4.23 grados.
SALIDA SERVICIO DOBLE LT POMACocha-SAN JUAN	205.14 61.33 10.02	219.58	206.06	139.51 222.78	216.26 138.00 68.91	221.45 140.59	--Los Mvar de las centrales del norte dentro de su rango permitido. --La línea de transmisión Pachachaca-Callahuanca con sobrecarga de 10 por ciento. --Las centrales de Electrolina con sus Mvar dentro sus rangos permitidos.
SALIDA SERVICIO DE LA LT CHIMBOTE-PARAMONGA 220 KV	198.54 59.36 9.71	219.71	210.89	210.91 137.35	217.00 138.29 69.05	214.31 134.40	--Los Mvar de sobreexcitación de las centrales dentro su rango permitido. --No existe sobrecorrientes en líneas, ni transformadores de potencia.

4.-A5) MAXIMA TRANSFERENCIA POR UNA SIMPLE TERNA DEL SISTEMA MANTARO EN MINIMA DEMANDA:

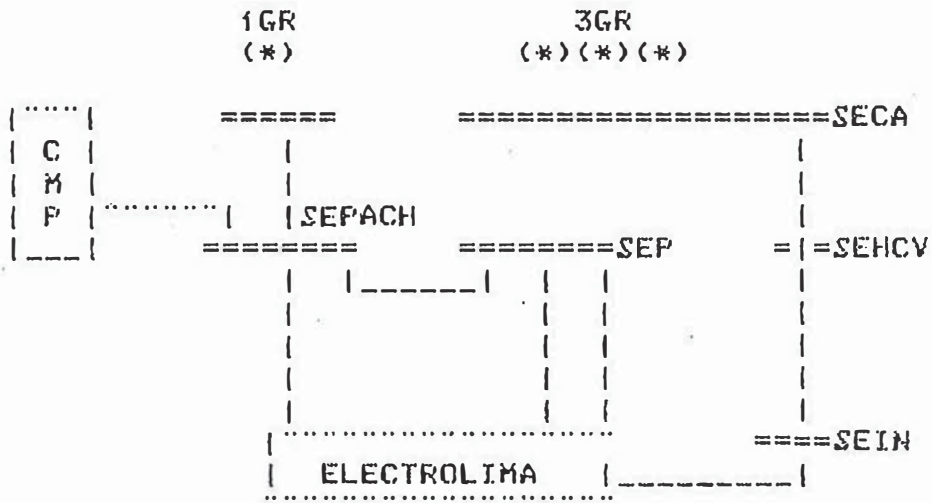
La FIGURA 3-D muestra la potencia máxima de transferencia que se puede transmitir en una simple línea de transmisión del Mantaro, al producirse la salida de la doble terna MANTARO-POMACOCHA (201/2) en mínima demanda y para las configuraciones CASO A y CASO B. Inicialmente, el nivel de tensión en SECA es 220 KV, aunque en casos de emergencia puede llevarse a 230 KV. (No contamos con la térmica de Santa Rosa y menos con la central de Huinco).

El CASO A muestra un fuerte asentamiento de la tensión en la barra de INDEPENDENCIA 220 KV, debido al tramo extenso de la línea MANTARO-INDEPENDENCIA-LIMA que origina grandes ángulos y fuerte flujo de potencia reactiva de Lima hacia Independencia.

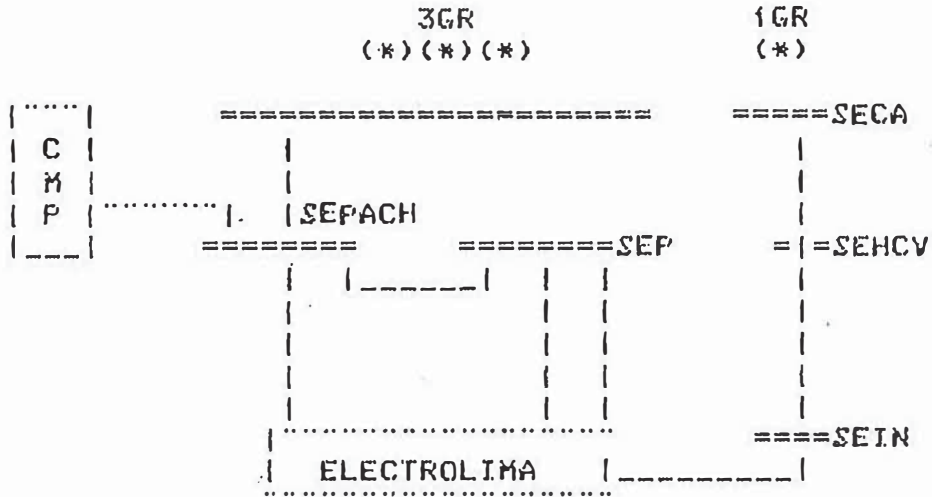
La mejor transferencia se logró con la configuración del CASO B contándose con mejores niveles de tensión y menores ángulos entre Lima-Mantaro, por lo tanto mayor margen de estabilidad.

La transferencia crítica de 250 MW y 42 MVAR que se produce al quedarse la línea Mantaro-Pachachaca con 3 grupos del Mantaro, origina una sobrecorriente del 14 por ciento respecto a la corriente nominal de las líneas serranas.

CONFIGURACION CASO "A"



CONFIGURACION CASO "B"



4.-A6) VALORES DE POTENCIA DE OPERACION DE LOS HORNOS DE ARCO DE LA ACERIA DE PISCO EN MINIMA DEMANDA

Los valores de potencia de operación de los hornos de arco para mínima demanda se muestra en la FIGURA No 3-E. La corriente (KA) se da en la barra de 440 voltios, es decir es la corriente que alimenta a la resistencia del electrodo del horno. Ella origina mayor subtensión en la barra de INDEPENDENCIA 220 KV, así como en MARCONA. El efecto es menor en las barras de CHAVARRIA y CHIMBOTE. La variación de tensión en la barra de INDEPENDENCIA es de 7 KV que constituye un 3.18 por ciento respecto 220 KV, esto cuando la la variación de carga es de cero a potencia nominal, lo que se deducen amplitudes de tensión con porcentajes objeccionables, que necesariamente afectara siempre a las cargas cercanas a mencionada barra por fluctuaciones inadmisibles de la tensión o EFECTO FLICKER.

4.-A7) COMPORTAMIENTO DEL NIVEL DE TENSION DEL SISTEMA POR EFECTO DE VARIACION DE FRECUENCIA EN ESTADO ESTACIONARIO (CASO BASE DE MAXIMA DEMANDA)

La falta de generación en el sistema produce un fenómeno de subfrecuencia de algunos minutos, por lo que el comportamiento de las impedancias del sistema varían en función de la frecuencia afectando necesariamente el nivel de tensión del sistema como lo muestra la FIGURA 3-F.1

La variación de frecuencia, es independiente de las pérdidas activas del sistema, pero si tiene una in-

fluencia directa en la compensación reactiva de las líneas largas de transmisión como lo muestra la FIGURA 3-F.2.

La disminución de la frecuencia del sistema afecta a las plantas papeleras de Trupal o Paramonga que requieren de estrictos márgenes de frecuencia y tensión.

4.-ANÁLISIS DE RESULTADOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y

RECHAZOS DE CARGA:

Para el periodo en estudio se tomaron las condiciones iniciales del flujo de potencia en máxima demanda.

Básicamente se seleccionaron seis casos para el presente estudio, los 3 primeros comprenden casos de poco porcentaje de pérdida de generación. Así

CASO A :

Pérdida de la central hidráulica de HUALLANCA teniendo en cuenta ajustes iniciales de rechazos de carga de ELECTROLIMA. Es un caso de máxima demanda para época de avenida.

CASO B :

Pérdida de la central hidráulica de YAUPI con los ajustes iniciales de rechazos de carga usados por ELECTROLIMA. Caso también de máxima demanda en avenida.

CASO C :

Pérdida de la central hidráulica de HUINCO, también con los mismos ajustes de los casos A y B.

CASO D :

Pérdidas de centrales para época de estiaje en máxima demanda.

CASO E :

Pérdida de la central hidráulica de MANTARO teniendo en cuenta ajustes iniciales de rechazos de carga de ELECTROLIMA.

CASO F :

Pérdida de la central hidráulica de MANTARO teniendo en cuenta AJUSTES MODIFICADOS de Rechazos de Carga dados por el Serv. de Análisis de Electroperú.

4.-B1) CASO A :

Este caso referido a la pérdida de la central Huallanca, con simple desenganche (es decir sin previa falla) no produce rechazo de carga en el SICNMCMP. Aquí, se ha considerado los ajustes de rechazos de Carga propuestos por ELECTROLIMA, como podemos ver en la TABLA 10A dada en la pag. 70, y donde se muestra las barras de carga con protección para rechazos con sus frecuencias de ajustes, tiempo de temporización, relés con características de derivadas de frecuencia y rechazos de carga pertenecientes al primero, segundo y tercer bloque del área Electrolima :

Analizando la FIG CA-1, vemos que luego de producida la perturbación, la frecuencia de La Central Cahua cae a 59.43 HZ oscilando con una amplitud de 0.10 HZ permanente. La frecuencia del sistema cae a 59.46 HZ logrando recuperarse a 59.70 HZ a los 10 segundos de la simulación.

Por otro lado, si observamos la FIG CA-2.1 la central de Cahua tiene una oscilación no amortiguada de su ángulo rotórico respecto al rotor de la máquina de Huinco que es la de referencia. La FIG CA-2.2 muestra el mismo fenómeno para el ángulo rotórico de Santiago de Cao. La potencia activa fluyente entre las SE Campo Armiño (SECA) y SE Pomacocha (SEP) tiene una oscilación de 1.50 MW con tendencia a amortiguarse en largo tiempo.

T A B L A N o 10-A

CARGAS CON RELES DE MINIMA FRECUENCIA Y AJUSTES
PROPUESTOS POR ELECTROLIMA

NOMBRE DE BARRA	No. BARRA	AJUSTE FRECUE (HZ)	TIEMPO TEMPORIZA (SEG)	RELES CON CARAC DERIV DE FREQ. (Df/Dt)
INFANTAS 60	271	57.30	3.150 (2)	no tiene
ZAPALLAL 60	859	57.30	3.150 (2)	no tiene
HUARAL 60	272	57.30	3.150 (2)	no tiene
SECHAVA 60	253	57.20	4.150 (2)	no tiene
MIRONES 60	275	57.10	5.150 (2)	no tiene
OQUENDO 60	273	57.50	(*) (3)	no tiene
PAMPILLA 60	274	57.50	(*) (3)	no tiene
LIMATAMBO 60	265	57.00	(*) (3)	no tiene
SANISIDRO 60	266	57.00	(*) (3)	no tiene
PRIMAVERA 60	267	57.00	(*) (3)	no tiene
BARRANCO 60	268	57.00	9.000 (2)	no tiene
BALNEAR 60	254	57.00	6.150 (2)	no tiene
STA. ROSA V30	898	57.00	(*) (3)	no tiene
STAROSAV 10	209	57.00	(*) (3)	no tiene
GALVEZ 60	270	57.00	(*) (3)	no tiene
MEPSA 60	858	57.00	(*) (3)	no tiene
PUENTE 60	260	58.00	0.150 (1)	-0.50
TACNA 60	269	57.00	(*) (3)	no tiene
VSALVADOR 60	851	58.50	0.150 (1)	-0.75
LURIN 60	855	58.50	0.150 (1)	-0.75
SANBARTOL 60	852	58.50	0.150 (1)	-0.75
CHILCA 60	853	58.50	0.150 (1)	-0.75
MALA 60	169	58.50	0.150 (1)	-0.75
V. MARIA 60	279	59.00	0.150 (1)	-1.00
ATOCONGO 60	280	59.00	0.150 (1)	-1.00
S NICOLAS	1	(**)	0.250 (1)	-1.00
MONTERRO. 60	179	58.00	(*)	no tiene
HORNOS LAM.PAC	1251	58.20	0.400	no tiene
LAMINADOR LAM.PAC	1252	58.00	0.400	no tiene
SEPAE	381	59.00	0.400	no tiene
HORNOS SIDER A	4030	58.20	0.400	no tiene
HORNOS SIDER B	4031	58.00	0.400	no tiene
MOTORES INDUCCION SIDER		57.80	0.400	no tiene
PLANTA DE ZINC	661	58.20	0.400	no tiene
PARAGSHA	682	58.20	0.400	no tiene
REF DE ZINC	897	58.20	0.400	no tiene

(*) tiempos de temporizacion mayor de 10 segundos.

(**) rechazos de carga en cuatro pasos

(1) rechazos en el primer bloque del area Electrolima

(2) rechazos en el segundo bloque del area Electrolima

(3) rechazos en el tercer bloque del area Electrolima

4.-B2)-- CASO B :

Este caso referido a la pérdida de la central Yau-
pi con falla trifásica en barras de 138 KV, tampoco
produce rechazo de carga en el SICNM.

Analizando la FIG CB-1, vemos que luego de producida
la perturbación, la frecuencia de la central Huallan-
ca cae a 59.40 HZ tendiendo a amortiguarse.

Por otro lado, si observamos las FIG CB-2.1 y CB-2.2
las oscilaciones de los ángulos rotóricos de las má-
quinas respecto a la máquina de Huinco de referencia
estas logran amortiguarse. La potencia activa entre
SECA y SEP es amortiguada.

4.-B3)-- CASO C :

Este caso es referido a la pérdida de la central
Huinco con falla trifásica en barras de 220 KV. Produ-
ce rechazos de carga en el cono sur, efectuando su pri-
mer rechazo a los 2.36 seg. de la simulación del tran-
sitorio. La resistencia de falla se asume de 2.19 OHM.

Analizando la FIG CC-1, vemos que luego de producida
la perturbación, la frecuencia de la central Huallan-
ca cae a 58.30 HZ, tendiendo a amortiguarse.

Por otro lado, cuando observamos la FIGURA No CC-2.1
las oscilaciones de los ángulos rotóricos de las má-
quinas de Matucana, Cahua, Huallanca y Stgo. de Cao,
respecto al rotor de la máquina del Mantaro como re-
ferencia, no logran amortiguarse.

4.-B4) CASO D :

Este caso es un resumen de déficits de energía dados para desenganche de diferentes centrales del sistema. La FIGURA CD-1 y CD-2 plotea las curvas de oscilación para la central Mantaro, cuando se producen las salidas de las siguientes centrales :

PERD-HUI	salida de la central Huinco
PERD-HUA	salida de la central Huallanca
PERD-RES	salida de la central Restitución
PERD-YAU	salida de la central Yaupi.

Las FIGURAS CD-3 reflejan las curvas de oscilación de las diferentes centrales cuando sale la CH Huinco.

Las FIGURAS CD-4 reflejan las curvas de oscilación de las diferentes centrales cuando salen 2 grupos de la CH Restitución. En ellas podemos ver que la central de Ingenio tiene mayores problemas de estabilidad transitoria cuando salen 2 Grupos de la CH Restitución que cuando sale la CH Huinco.

También puede observarse la oscilación sin amortiguamiento del ángulo de la central termica de San Nicolás.

4.-15) CASO E

Este caso se refiere a la pérdida de la central Mantaro, observandose resultados muy interesantes, principalmente en lo referente al comportamiento de la frecuencia.

Si analizamos el grafico CE-01 vemos que al ocurrir la perturbación señalada, la frecuencia del sistema cae a valores menores de 50 HZ a los 3 segundos de ocurrida la perturbación, sin tendencia de recuperación.

Si consideramos que la banda límite de operación de las turbinas hidráulicas respecto al comportamiento de la frecuencia esta dentro los ± 5 HZ de la frecuencia nominal, deducimos que las frecuencias del grafico anterior mencionado llegan a puntos críticos de operación.

Si observamos los gráficos CE-02.1 y CE-02.2, los ángulos de oscilación del área Electrolina no son de notoria amortiguación (rango de escala por 100).

4.-B6)CASO F

La contingencia simulada en este caso es similar a la realizada en el caso CASO E. La diferencia gravita solo en menores ajustes de tiempos en los temporizadores de los relés de mínima frecuencia. Estos AJUSTES MODIFICADOS no afectan a todas las barras de Electrolima, ya que en este subsistema puede producirse un exceso de Rechazos de Carga, causando la sub-excitación de las máquinas y altos niveles de tensión.

La TABLA No 10B mostrada a continuación es similar a la TABLA No 10A que da los ajustes de protección de rechazos de carga de Electrolima, diferenciándose en los tiempos de temporización de los relés siguientes:

T A B L A N o 10-B

CARGAS CON RELES DE MINIMA FRECUENCIA CON AJUSTES
DE TEMPORIZACION MODIFICADOS

NOMBRE DE BARRA	No. BARRA	AJUSTE FRECUE (HZ)	TIEMPO TEMPORIZA (SEG)
INFANTAS 60	271	57.30	0.315
ZAPALLAL 60	859	57.30	0.315
HUARAL 60	272	57.30	0.315
SECHAVA 60	253	57.20	0.415
MIRONES 60	275	57.10	0.515
BARRANCO 60	268	57.00	0.900
BALNEARIO 60	254	57.00	0.615

CAPITULO V
OBSERVACIONES

- 5.-1) Las pérdidas de generación de bajo porcentaje en el sistema (sobrecargas OL menores al 10 por ciento) tienen muy poco efecto sobre la tensión y frecuencia del sistema. Las mínimas caídas de frecuencia se producen entre los 3.00 y 5.00 segundos de la simulación del transitorio y ningún rechazo de carga ocurre debido a la magnitud de la reserva rotante que es suficiente como para restaurar el balance carga-generación (Ver CASOS A y B). Durante pérdidas de generación graves (sobrecargas OL severas) tal es el caso de la salida de la CH. Mantaro (Ver CASOS E y F), la contribución de la reserva rotante no es apreciable en los primeros segundos puesto que las máquinas del sistema se frenan al caer la frecuencia rápidamente, dando lugar a la acción de rechazos de carga en el cono sur, que cuentan para ello con relés estáticos de derivada de frecuencia para el rechazo selectivo de carga y una posterior formación de islas por acción de los relés de inversión de potencia.
- 5.-2) En condiciones normales el flujo de potencia activa que alimenta a la carga de Lima Metropolitana es siempre mayor por las líneas de transmisión Mantaro-Pomacocha-Lima, a pesar que la ruta con menor impedancia es el tramo Mantaro-Pachachaca-Callahuanca; sin embargo en el transitorio debido a la salida de la CH Mantaro, la inversión de potencia activa se

da primero por la interconexión Callahuanca-Pachachaca y en última instancia por la interconexión de San Juan, notándose la influencia de la ubicación de las centrales del área Electrolima.

5.-3) La operación de los equipos a baja frecuencia, menores a 60 HZ, afecta en una u otra forma la normal operación del equipo eléctrico.

En los TRANSFORMADORES DE POTENCIA, operando a 50 HZ se producirá un incremento del 20 por ciento de su flujo magnético, respecto a la operación a 60 HZ, con el correspondiente incremento de la corriente de excitación que origina un aumento de las pérdidas magnéticas, disminuyendo así la potencia de salida de los transformadores de potencia.

En los MOTORES DE INDUCCION y en los MOTORES SINCRONOS, operando a 50 HZ producirá una disminución de la velocidad del 20 por ciento, respecto a la operación a 60 HZ, a la vez que disminuye la impedancia, obligando a incrementos adicionales del torque eléctricos.

En los BANCOS DE CAPACITORES, conectados como compensación reactiva y operando a 50 HZ, los KVARs de contribución al sistema disminuyen, ya que la alimentación de los mencionados capacitores son directamente proporcional a la frecuencia y al cuadrado de la tensión.

En los GOBIERNADORES de Velocidad, la baja frecuencia también influye, ya que ellos funcionan solamente a una limitada banda de frecuencia (rango de velocidad

de control del 90 al 105 por ciento de velocidad nominal. La confiabilidad del comportamiento del regulador de tensión esta dentro la banda de 57 a 61 HZ y +/- 20 por ciento de la tensión nominal). El regulador de tensión de la CH de Restitución tiene un límite de frecuencia mínima de 56.40 HZ y un máximo de 62.40 HZ

- 5.-4) El comportamiento teórico de los transitorios dados por las pérdidas de generación, se acercan a valores obtenidos en la práctica cuando se realizó la salida del Grupo No 1 de Restitución, desenganchando 3/4 de carga y plena carga.
- 5.-5) Si consideramos las pérdidas activas de los transformadores de las centrales Mantaro-Restitución (5.65 MW) más las pérdidas en las líneas de 220 KV, las PERDIDAS DE POTENCIA en el sistema de transmisión respecto a la máxima generación de mencionadas centrales (700 MW), constituyen el 13.3 por ciento de pérdidas (en caso de contar con el mayor número de líneas del área Mantaro).
- 5.-6) La pérdida de generación debido al desenganche de la CH de Huinco con 240 MW (H = 2.50) tiene un similar efecto de subfrecuencia respecto al desenganche de 2 grupos de la CH Restitución que desconecta 140 MW (H = 3.19) en los primeros 3 segundos del comportamiento del transitorio (Ver FIGURA CD-1)

5.-7)En la simulación de falla trifásica en la CH HUINCO y durante la permanencia de falla, las centrales con mayor embalamiento pertenecen a las centrales del área Electrolina. Las centrales Cahua-Huallanca tienen el mínimo embalamiento, debido a que la contribución de la corriente de corto-circuito es mínima en estas últimas centrales por la alta impedancia longitudinal de la línea Lima-Chimbote. Sin embargo en la caída de frecuencia producto de la falta de generación y en la recuperación posterior de la misma debido a los rechazos de carga y acción de los gobernadores, las centrales Cahua y Paramonga tienen la mayor oscilación, y sin una envolvente de la curva de frecuencia con tendencia a la amortiguación (FIG CC-1)

5.-8)La salida de la central hidráulica de Huinco, produce sobrecorrientes en la central Matucana, a pesar del rechazo de carga efectuado en el cono sur, ello como consecuencia de la potencia reactiva alta que genera esta central hidro. Esto no sucede en las centrales Moyopampa y Callahuanca. El efecto de sobrecorriente puede hacer salir intempestivamente la CH de Matucana.

5.-9)El desbalance de energía que se produce por la pérdida de la CH Huinco en época de AVENIDA (FIG CC-1) no produce un asentamiento de la frecuencia para la misma perturbación en época de ESTIAJE (FIG CD-3.1).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1) El estudio basado en el uso de un programa computacional que permite simular el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Peruano con modelamiento detallado de generadores, reguladores y cargas, permite el análisis de transitorios de frecuencia y la aplicación de los relés de frecuencia para el rechazo de carga selectivo.
- 2) Se ha verificado que el rechazo de carga del primer bloque implementado con relés de característica de derivada de frecuencia, está correctamente ajustado por Electrolina. Sin embargo, el segundo bloque de rechazos de carga debía tener una menor temporización, menor a 1 segundo. El tercer bloque podría estar por el orden de algunos segundos y no operaría en caso que la frecuencia se recuperase. Hay que tener en cuenta que un excesivo rechazo produce niveles altos de tensión a la vez que la sub-excitación de las centrales (Ver TABLA 10-A).
- 3) A nivel regional se concluye en la necesidad de tener acciones para situaciones de fuertes pérdidas de generación que ocasionan pronunciados declinamientos de la frecuencia, siendo necesario establecer una debida coordinación entre empresas para implementar rechazos de carga por mínima frecuencia en función de la razón del cambio de la frecuencia y en situaciones de separación de subsistemas (formación de islas)

4) La adecuada capacidad de reserva de generación instalada regional con un determinado porcentaje respecto al desarrollo de carga pico anual, y por tanto la RESERVA ROTANTE debe ser lo suficiente como para permitir inspecciones de los equipos de generación en las centrales con salidas programadas o no programadas, crecimiento no previsto de las cargas o la pérdida de la mayor unidad del sistema, por lo que debe efectivizarse criterios de RESERVA ROTANTE tales que permitan mantener la continuidad y la calidad del servicio, con mucha más razón para las épocas de estiaje.

5) La Central Mantaro tiene una potencia máxima con producción de 500 MW, la que considera un caudal que pasa por el túnel de aproximadamente 91 M³/SEG (las limitaciones para el paso de un mayor flujo, se da por la posibilidad de ingreso del aire al túnel). En estas condiciones, la potencia máxima de la Central Restitución es de 200 MW, totalizando 700 MW entre las centrales Mantaro-Restitución para las épocas de avenida. (700 MW para la época de estiaje) Esta potencia máxima es capaz de ser transferida en máxima demanda, resultando niveles de tensión en barras importantes de Electrolina próximos a 198 KV o tensión del límite inferior correspondiente al rango de tensiones aceptables por contingencias. (Ver Item IV.-). Este nivel de tensión logra mejorarse sustancialmente cuando se cuente con la operación de la doble terna Lima-Pisco (Ver FIGURA 3-C).

- 6) En mínima demanda, contando con una simple terna en el tramo MANTARO--PISCO--LIMA y 3 grupos en la barra Mantaro, se logra una máxima transferencia de 215 MW por esta simple terna en el lugar de envío, con tensiones cercanos a 198 KV en INDEPENDENCIA (Caso "A" de la FIGURA 3-D). Una mayor transferencia (240 MW) con mejores niveles de tensión se logra cuando mencionada transferencia se hace por intermedio de una línea Mantaro--Pachachaca--Callahuanca (Caso "B" de la FIGURA 3-D).
- 7) Es necesario tener en consideración para los estudios de subfrecuencia la importancia que tiene el déficit de ENERGIA CINÉTICA (MJ) en lugar del déficit por POTENCIA ACTIVA (MW), puesto que entre las centrales hidráulicas del sistema, las unidades de las centrales Mantaro--Restitución contienen mayores constantes de inercia.
- 8) Se concluye en la necesidad de disponer operativos 6 grupos del Mantaro y 3 grupos de Restitución en estiaje, de tal manera de contar con el equivalente a un grupo de la central Mantaro (97 MW) como reserva rotante fría en el sistema (Ver TABLA 1-A)

RECOMENDACIONES

1) Manifestamos una profunda preocupación en los tiempos de ajuste de las protecciones de mínima frecuencia para el segundo bloque de los rechazos de carga actualmente implementados en ELECTROLIMA, ya que en esta situación, la salida de la central Mantaro produce grandes razones de cambio de frecuencia, no lográndose, en varias situaciones, impedir el colapso completo de la red, por lo que se recomienda tiempos de ajustes menores en tales bloques.

2) Como quiera que la apertura de las interconexiones esta acondicionada no solo a la inversión de potencia sino también a la baja frecuencia, es necesario que los ajustes de mínima frecuencia en áreas que contienen turbinas a vapor (Hierroperú, Trupal y Paramonga), sean fijados a 58.5HZ y si fuera posible con relés de característica de frecuencia ajustados a $- 2.00 \text{ HZ/SEG}$, que es la derivada de frecuencia que se refleja cuando se produce la salida de servicio de 2 grupos de la central Mantaro, ya si evitar el debilitamiento del sistema cuando se presente una baja frecuencia transitoria. En las interconexiones de áreas con turbinas netamente hidráulicas (Electrolima, Centrominperú) Los ajustes de mínima frecuencia deben ser fijados a menores niveles tal como :

57.85 en la interconexión con Centrominperú

57.80 en la interconexión con Callahuanca

57.60 en la interconexión con San Juan

transmisión. Además, cuanto mayor sea el número de grupos en operación, el déficit de generación será menor, lográndose que la frecuencia no llegue a caer a valores más peligrosos con el colapso del sistema. Se recomienda que las centrales de Electrolina fijen sus tensiones en barras por encima del valor nominal, aprovechando al máximo la reserva reactiva

5) La apertura de las interconexiones con Electrolina produce sobretensiones al quedarse las líneas largas de transmisión en vacío, por lo que se recomienda el debido ajuste de los relés de máxima tensión en las barras del sistema Mantaro, con posibilidad de teletransmisión de disparo, ya que mencionadas líneas largas tensionadas en vacío pueden producir daños o reducir la vida útil del equipo (Ver FIGURA CF04)

La línea larga de transmisión Lima-Chimbote, al quedarse colgada de la SE CHAVARRIA debido a la apertura de los subsistemas Hidrandina-Norte Medio e Hidrandina-Cahua, soporta una sobretensión del 14 por ciento en el lado de Chimbote cuando opera en vacío a 60 HZ y 210 KV. (Ver fórmula teórica del ANEXO 3.1.3)

6) Se recomienda un estudio teórico-experimental de los reguladores de velocidad para obtener sus modelos y optimizar curvas de ajuste de su comportamiento (transitorio de velocidad) basados en los ajustes óptimos de sus estatismos temporales y permanentes.

- 7) No es recomendable ajustes de relés de mínima frecuencia dentro de la banda 60 ± 1 por ciento o sea 59.40 a 60.60 HZ puesto que la banda de operación continua de las turbinas es de 60 ± 0.50 HZ. Además es normal la variación de ± 1 por ciento de frecuencia.
- 8) La operación de las unidades de Electrolima durante condiciones de sub-frecuencia, logra producir un alto flujo magnético en las máquinas con la consiguiente sobre-excitación, condición que puede causar serios daños térmicos al generador y al transformador, considerando que no siempre el fenómeno de sub-frecuencia viene acompañado con una reducción de tensión, por lo que se recomienda un sistema de control que alarme al operador disparando la unidad cuando la relación VOLTIOS/HZ se exceda en un ajuste determinado. Para esto se requiere contar con relés de sobreflujo.
- 9) La simple razón de contar con líneas de transmisión recorriendo alturas entre 3,000 y 5,000 msnm en más del 72 por ciento de su longitud, las pérdidas transversales anuales promedio son mayores en tiempo húmedo que en tiempo seco, por lo que se recomienda la cuantificación de pérdidas transversales considerando que un 15 por ciento del año se tiene tiempo húmedo en la región del Mantaro y un 85 por ciento de tiempo seco. Nuestro estudio ha considerado pérdidas transversales de 3 KW/KM por terna en las líneas

Además, cuando la estructura del circuito necesita ser separado en subsistemas, es recomendable para el rechazo de carga selectivo, la implementación de reles con característica de derivada de frecuencia, debido a que valor inicial de derivada de frecuencia, df/dt , es dependiente de la magnitud de déficit de generación con lo que se logra tener un rechazo de carga mas rápido y selectivo.

- 3) Se recomienda, efectuar mediciones en barras importantes del sistema, especialmente de las cargas dinámicas homogéneas que estan influenciadas por motores de inducción (caso de Siderperú, Hierroperú, Trupal) u hornos de arco (Laminadora el Pacifico, Siderperú y Mepsa) y también mediciones de cargas radiales heterogéneas; tal es el caso de las barras de Ica 220 KV que representa una carga de zona agricola o cargas industriales y comerciales de Electrolina dadas en las barras de Chavarria 220 KV, Barsi 220, Balneario 220 KV y Santa Rosa 60 KV, para así determinar, tanto la naturaleza de la carga como su dependencia de la frecuencia y de la tensión.
- 4) La distribución topológica de la reserva de potencia también influye en el comportamiento del estudio, por lo que se recomienda usar reserva rotante en la CT Sta. Rosa en max demanda, lo que elevaria el porcentaje de reserva de generación ayudando a la vez como compensación reactiva, con lo que se logra aliviar la transferencia de potencia en el sistema de

serranas, que es un valor promedio considerado en nuestro estudio (las pérdidas transversales crecen con la altura y aumentan en tiempo húmedo).

10)--En el presente estudio se analizó el comportamiento transitorio y dinámico del sistema interconectado, aislando el sistema eléctrico del hidromecánico, despreciándose factores importantes, como el efecto de oscilaciones en el pozo sobre la regulación de frecuencia y la estabilidad eléctrica del sistema ya que son transitorios de larga duración. Por tal motivo, se recomienda un estudio que comprenda la parte hidráulica, eléctrica y sistema de control, por ser estas interdependientes operativamente.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- APLICACION DE RELES DE BAJA FRECUENCIA PARA RECHAZOS AUTOMATICOS DE CARGA
H.E.Lokay y V.Burtnyk
- FRECUENCIA DE ACTUACION DE RECHAZOS DE CARGA Y RESTAURACION.
S.H.Horowitz y A.F.Gabrielle.
- CONSIDERACIONES EN PLANEAMIENTO PARA LA CONFIABILIDAD DE SERVICIOS ELECTRICOS.
Charles Concordia
- REPRESENTACION DE CARGAS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA
George R. Quan y Michael Z.Tarnawecky
- MODELOS DINAMICOS DE CARGA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA
F. John Meyer y Kwang Y.Lee
- VARIACIONES DE FRECUENCIA Y POTENCIA EN EL SISTEMA ELECTRICO
Venikof
- MEDICIONES EN LA SEGUNDA TERNA LIMA-PISCO
Opoa-EC-026-84 Enrique Collazos
- ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA, CORTOCIRCUITOS, ESTABILIDAD TRANSITORIA Y RECHAZOS DE CARGA EN EL SISTEMA SUROESTE - AÑO 1983/1988.
Opoa-JC-MC-07-84 Jorge Cardenas y Manuel Casas.

- THE REACTIVE POWER COMPENSATION SYSTEM FOR STELL PLAN AT CHIMBOTE

Ing. Wojciech. J. Dyakoski

- REGULATION STUDY OF FREQUENCY ONCE TENSION FROM THE NORTHEIR ELECTRICAL SYSTEM

Inie-Junio 1979

- HORNOS DE ARCO CONSIDERADO COMO CARGA SOBRE LA RED
Asea

- STATIC POWER FACTOR COMPENSATORS FOR USE WITH ARC FURNACE

Asea

- A DIGITAL RATE OF CHANGE UNDERFREQUENCY PROTECTIVE RELAY FOR POWER SYSTEM

B.C. Widrevitz

R.E. Armington

- EHV AND UHV LOADBILITY DEPENDENCE ON VAR SUPPLY CAPABILITY

T.W. Kay

P.W. Saver

R.D. Shultz

- RELES DE FRECUENCIA PARA RECHAZOS DE CARGA
B.B.C.

- POWER TRANSFER AND POWER SWING
Van Warrington

- DYNAMIC MODELING OF LOADS IN STABILITY STUDIES
Mauricie H.Kent Wayner R. Schmus

- STEADY-STATE VOLTAGE POWER CHARACTERISTICS FOR POWER SYSTEM LOADS

R. Barnett Adler

Clifford C.Mosher

- SYSTEM LOAD DYNAMICS--SIMULATION EFFECTS AND DETERMINATION OF LOAD CONSTANTS.

Power System Engineering Committee