

ANILLO DE SUBTRANSMISION

PARA LA CIUDAD DE CUENCA

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE "INGENIERO ELECTRICO" EN
LA ESPECIALIZACION DE "POTENCIA"
DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIO-
NAL


ANILLO DE SUBTRANSMISION
PARA LA CIUDAD DE CUENCA

Hugo E. Peñafiel B.

ABRIL DE 1975

Escuela de Ingeniería Eléctrica
4 Agosto 75

CERTIFICO:
QUE LA PRESENTE TESIS FUE ELABORADA POR EL
SR. HUGO E. PEÑAFIEL B. BAJO MI DIRECCION.



ING. HONORATO PLACENCIA
DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

A MI ESPOSA E HIJO

AGRADECIMIENTO:

A MI PADRE, CUYO EJEMPLO ME OBLIGA A SUPERARME

S U M A R I O

El presente trabajo, un estudio del Anillo de Subtransmisión para la Ciudad de Cuenca, tiene como finalidad establecer una orientación básica para el desarrollo del Sistema Eléctrico, esquema básico que debe ser lo suficientemente flexible para que se adapte a las nuevas necesidades de energía eléctrica.

El esfuerzo realizado en la elaboración de esta Tesis lo comparto con el Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Cuenca, con los compañeros encargados del Laboratorio de Sistemas de Potencia de la Escuela Politécnica Nacional, con los funcionarios de Inecel, con el Ingeniero Honorato Placencia y con todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para la culminación de este pequeño aporte en la gran tarea de la Electrificación Nacional.

INDICE GENERAL

<u>CAPITULO I</u>	Página
1.- Antecedentes	1
1.1.- Situación actual	1
1.1.1.- Potencia instalada en generación y distribución	1
1.1.2.- Pérdidas en transmisión y distribución	3
1.1.3.- Demanda máxima y voltaje de distribución	4
1.2.- Proyección de la demanda	5
1.2.1.- Características del mercado	5
1.2.2.- Datos históricos	5
1.2.3.- Proyección del consumo homogéneo	6
1.2.4.- Proyección del consumo del alumbrado público	7
1.2.5.- Proyección del consumo industrial	7
1.2.6.- Consumo total y generación de energía	8
1.2.7.- Demanda máxima anual	9
1.3.- Planes de expansión del sistema	9
1.3.1.- Proyecto Saucay	12
1.3.2.- Segunda parte de Saucay o aumento de generación diesel	14
1.3.3.- Proyecto Paute	15
1.3.4.- Cambio del voltaje de distribución primaria de 6.3 KV a 13.8 KV	19
1.3.5.- Proyectos para extensiones rurales	21
1.3.6.- Establecimiento de zonas industriales	24
1.3.7.- Empresa Eléctrica Regional	26

2.- Proyecto del anillo de subtransmisión	30
2.1.- Soluciones que se presentan	30
2.2.- Capacidad de los circuitos de subtransmisión	34
2.3.- Pérdidas en líneas de subtransmisión	35
Líneas con límite térmico	36
Líneas con límite de caída de tensión	38

CAPITULO III

3.- Proyecto real: características	40
3.1.- Selección del voltaje y del calibre de los con <u>ductores</u>	40
Regulación de voltaje	43
Pérdidas de potencia y energía	45
Determinación de costos	46
Conclusiones y recomendaciones	48
3.2.- Sistemas de protección	50
3.2.1.- Flujo de potencia	50
Cálculo de las constantes eléctricas del siste <u>ma</u>	55
Características de las líneas y selección de circuitos	62
Selección de circuitos: generadores, transfor <u>madores</u> y cargas	63
Conclusiones y recomendaciones	64
3.2.2.- Estudio de fallas	66
Tipos de fallas	66
Comparación de las diferentes corrientes de falla	77

	Página
Determinación de las corrientes de falla en el analizador de redes	80
Impedancias de secuencia vistas desde las barras	82
Corrientes de cortocircuito	83
Características de los disyuntores: descripción	84
Determinación de las características de los disyuntores	88
Características de los disyuntores (cuadro)	91
3.2.3.- Estudio de estabilidad	93
Determinación de las constantes de inercia	99
Estudios de estabilidad realizados	100
Conclusiones y recomendaciones	100
3.3.- Nuevos circuitos de distribución a 13.8 KV	109
3.4.- Cambio del voltaje de algunos circuitos actuales	109
3.5.- Posibilidad de cambio de voltaje de las líneas de transmisión Saymirin-Cuenca y Saymirin-Guapán de 22 KV a 69 KV	110
 <u>CAPITULO IV</u>	
4.- Aspecto financiero	112
4.1.- Costo estimativo del proyecto	112
Conclusiones y recomendaciones finales	115

INDICE DE GRAFICOS

- Nº 1 Plano de Cuenca: situación actual
- Nº 2 Diagrama unifilar actual
- Nº 3 Plano de Cuenca: proyecto del anillo
- Nº 4 Extensiones rurales
- ~~Nº~~ 5 Pérdidas en líneas de subtransmisión
- Nº 6 Proyecto del anillo de subtransmisión
- Nº 7 Diagrama unifilar: proyecto
- Nº 8 Diagrama unifilar equivalente
- Nº 9 Diagrama unifilar de impedancias de secuencia positiva
- Nº 10 Diagrama de conexiones (secuencia positiva)
- Nº 11 Flujo de potencia: condiciones finales (1.990), Monay fuera de servicio
- Nº 12 Flujo de potencia: condiciones iniciales (1.980), Monay fuera de servicio
- Nº 13 Flujo de potencia: condiciones iniciales (1.980), Paute fuera de servicio
- Nº 14 Comparación de las corrientes de falla
- Nº 15 Diagrama unifilar de impedancias de secuencia cero
- Nº 16 Diagrama de conexiones (secuencia cero)
- Nº 17 Estabilidad transitoria. Curvas de oscilación: condiciones finales (1.990)
- Nº 18 Estabilidad transitoria. Curvas de oscilación: condiciones iniciales (1.980)

CAPITULO I

1.- ANTECEDENTES.-

1.1.- SITUACION ACTUAL.-

1.1.1.- Potencia instalada en generación y distribución.-

Generación.-

La Empresa Eléctrica Cuenca tiene actualmente una potencia instalada en generación de 14.719 KVA distribuída en cuatro centrales :

SAYMIRIN.- Central hidroeléctrica compuesta de cuatro grupos :

dos grupos de 1.570 KVA cada uno, factor de potencia 0.8, 720 RPM, 3 fases, 60 ciclos y dos grupos de 2.450 KVA cada uno, factor de potencia 0.8, 600 RPM 3 fases, 60 ciclos. Los cuatro grupos alimentan una barra de 2.300 voltios de la subestación de elevación.

CENTRAL DIESEL MONAY.- Con tres grupos accionados por motores diesel, de 1.875 KVA cada uno, factor de potencia 0.8, 400 RPM, 3 fases, 60 ciclos, voltaje de generación 6.300 voltios, con motores de 2.200 BHP, 6 cilindros.

YANUNCAY.- Vieja central hidroeléctrica con tres pequeños grupos con un total de 280 KVA, factor de potencia 0.8, 900 RPM, 3 fases, 60 ciclos y un voltaje de generación de 2.300 voltios.

DIESEL TOMBAMBA.- Con dos pequeños grupos de 387 KVA cada uno, factor de potencia 0.8, 720 RPM, 3 fases, 60 ciclos, voltaje de generación 2.300 voltios, Esta central no está en operación por daños en los motores; se proyecta cambiar és

tos y trasladarlos al local de la Central Monay.

Además dos de las industrias alimentadas por la Empresa, Erco y Guapán, tienen su propia generación con 3.750 KVA y 3.100 KVA respectivamente que en casos de emergencia pueden programar su operación para ceder alguna potencia a la ciudad como ocurría hasta 1.971 en que entró en servicio la Central de Monay.

Distribución.-

La Empresa Eléctrica Cuenca tiene actualmente una capacidad de 14.000 KVA a nivel de subestaciones de su propiedad y 3.200 KVA de propiedad particular, con un total de 17.200 KVA distribuidos en :

SUBESTACION N^o 1: Compuesta por dos transformadores, uno de 1.000 KVA y de relación de transformación 22/2.4 KV, que alimenta los circuitos 11 y 12 y un transformador de 2.000 KVA de relación 22/6.3 KV que alimenta los circuitos 13, 14 y 15.

SUBESTACION N^o 2 : Tiene dos transformadores de 1.500 KVA cada uno, de relación de transformación 22/6,3KV que alimenta a los circuitos 21,22,23,24,25,26,y27.

SUBESTACION N^o 3: Tiene dos transformadores de 2.000 KVA cada uno de relación 22/6.3 KV. El lado de baja tensión está conectado a una barra común con los generadores de la Central Diesel Monay y alimenta a los circuitos 31,32,33 y 34.

SUBESTACION N^o 4: Cuenta con dos transformadores de 2.000 KVA cada uno, de relación 22/6.3 KV que alimenta a los circuitos 41,42,43,44 y 45. A esta subestación está proyectada la llegada de la línea de transmisión de la Central de Saucay a 22 KV.

Actualmente, la Ciudad de Cuenca tiene un pequeño anillo de

subtransmisión que une las diferentes subestaciones y la estación de seccionamiento que es el punto de llegada de la línea de transmisión de la Central de Saymirin. Este anillo además de ser pequeño, pues cubre apenas la mitad de la ciudad (gráfico N°1), no cumple sus funciones pues opera normalmente abierto ya que entre las subestaciones N°1 y N°2 tenemos un cable subterráneo de calibre deficiente: N° 4 AWG, Cu. Este anillo opera a un voltaje de 22.000 voltios y une los siguientes puntos :

	Tipo	Calibre	Material
Est.de seccionamiento-subest. N°4	Aéreo	3/0 AWG	ACSR
Subestación N°4-subestación N°3	Aéreo	3/0 AWG	ACSR
Subestación N°3-Subestación N°2	Aéreo	3/0 AWG	ACSR
Subestación N°2-Subestación N°1	Subterráneo	4 AWG	Cobre
Subestación N°1-Estac.de Secc.	Subterráneo	50 mm ²	Cobre

La alimentación a este anillo se hace por dos puntos:

Estación de seccionamiento N°1 con la línea de transmisión de la Central de Saymirin y Subestación N°3 de la Central Diesel Monay. Las otras dos centrales: Yanuncay y Diesel Tomebamba generan a 2.300 voltios y mediante transformadores elevan su voltaje a 6.300 voltios para alimentar directamente a la red de distribución primaria.- GRAFICO N° 2.

1.1.2.- Pérdidas en transmisión y distribución.-

De acuerdo a las lecturas realizadas en los diferentes niveles del sistema eléctrico de la ciudad de Cuenca se ha podido establecer que las pérdidas mensuales promedio para el último semestre: Enero-Junio de 1.973 fué de 24.70% distribuidos en la siguiente forma:

Transmisión, subtransmisión y transformación	6.13 %
Distribución primaria 6KV y 2.3KV y transformación	4.23 %
Distribución secundaria 220/127 voltios	4.36 %
Acometidas y medidores	2.59 %
Contrabandos	4.43 %
Clandestinos	2.96 %
Total :	24.70 %

Se entiende por contrabandos la alteración de los medidores o de las acometidas y por clandestinos aquellas personas que utilizan la energía sin tener contrato con la Empresa. De estas pérdidas las tres últimas son estimadas, mientras que las tres primeras son medidas. Las pérdidas totales son valores medidos.

1.1.3.- Demanda máxima y voltaje de distribución.-

Para obtener la demanda máxima del sistema hemos tomado las lecturas de las demandas máximas coincidentes en los diferentes circuitos que salen de las subestaciones en los meses de Enero a Junio de 1.973.

El consumo interno de la Empresa es medido y facturado y su valor se contabiliza como gastos de operaciones del sistema.

La demanda máxima actual del sistema es 9.605 Kw en el mes de Abril.

En la actualidad la Empresa no ha restringido el servicio de nuevos abonados inclusive pequeños industriales, de tal manera que la demanda máxima es un dato real de las necesidades de la Ciudad.

El voltaje de distribución primario es de 6.300 voltios para todos los circuitos a excepción de los números 11 y 12, correspondientes a la Subestación N°1 que opera a 2.300 voltios y que

primario que en el futuro utilizará la ciudad de Cuenca.

El voltaje secundario normalizado por la Empresa es de 220/127 voltios en todas sus redes a excepción de los circuitos correspondientes a transformadores monofásicos que tienen un voltaje de 220/110 voltios. Las industrias particulares tienen el voltaje secundario de acuerdo a sus necesidades.

1.2.- PROYECCION DE LA DEMANDA.-

1.2.1.- Características del mercado.-

La Empresa Eléctrica Cuenca atiende actualmente el mercado de la ciudad de Cuenca, tercera ciudad en importancia en el país, capital de la Provincia del Azuay con una población aproximada de 107.000 habitantes en 1.970.

Durante el último decenio la industria liviana ha tomado un importante desarrollo en la zona, destacándose la fábrica de llantas Erco, la fábrica de cemento Guapán. Dichas fábricas si bien tienen un alto consumo se han visto en la necesidad de proveerse su propia generación pues la potencia instalada por la Empresa no era suficiente. Esta situación mejoró en 1.971 con la puesta en servicio de la central Diesel Monay con 4.500 Kw.

Además, la pequeña industria, textil, cerámica, de artesanías, etc. tienen en Cuenca una cierta importancia debido a la tradicional habilidad del artesano cuencano y a la iniciativa en el establecimiento de nuevas industrias.

1.2.2.- Datos históricos.-

La generación hidráulica ha sido en Cuenca la principal fuente de abastecimiento, pero la falta de agua en la época de estiaje ha obligado a la Empresa a comprar energía termoeléctrica a

las fábricas Erco y Guapán durante las horas de pico. Esta situación terminó en 1.971 con el aumento de generación diesel y la puesta en funcionamiento de un reservorio de regulación con el que se puede sacar más provecho de la generación hidráulica.

En 1.960 la demanda máxima de Cuenca fué de 2.550 Kw alcanzando un valor de 7.060 Kw en 1.970 con un índice promedio de crecimiento del 10.74% anual.

La generación de energía creció con un índice de 14.9% habiéndose generado 9.150 Mwh en 1.960 y 36.639 Mwh en 1.970. Las pérdidas se han reducido de 30.3% en 1.960 a 28.58% en 1.970, debido a un mejor control de contrabandos y clandestinos y a pequeñas mejoras introducidas en las redes.

En 1.960 el consumo de energía por parte del consumidor homogéneo fué de 4.045 Mwh utilizados por 11.151 abonados. El consumo industrial, tuvo un aumento grande en este decenio ya que en 1.960 el consumo fué de 862 Mwh. Lo que representa un 13.5% del consumo total.

En 1.970 el consumo industrial fué de 12.232 Mwh, esto es un 47% del consumo total. La tasa de crecimiento del consumo industrial fué de 17.2% para el período 1.963 - 1.970.

1.2.3.- Proyección del consumo homogéneo.-

Para el pronóstico del consumo homogéneo se ha considerado una tasa de crecimiento media del 5% anual para el consumo por abonado. Para el período 1.960 - 1.970 teníamos un índice del 5.2%. El aumento de la población se produce con una tasa promedio de 2.0% anual. (Junta de Planificación).

Por otro lado, el índice habitante / abonado se reducirá de 9.6 valor registrado en 1.970 a 6.87 en 1.975, 5.41 en 1.980 y

de 4.46 en 1.990, como consecuencia de la extensión e incremento de servicio a las áreas rurales y del mejoramiento del nivel de vida de la población urbana.

Con estas consideraciones se llega a estimar que el consumo homogéneo ascendería a 42.177 Mwh en 1.980 y 98.526 Mwh en 1.990 con una tasa de crecimiento promedio anual de 13.3% durante el período 1.970 - 1.980 y de 9.2% en el período 1.980 - 1.990.

Cuadro adjunto.

1.2.4.- Proyección del consumo del alumbrado público.

El consumo del alumbrado público está de acuerdo con el número de habitantes el mismo que crece con un índice de 2.0%. Considerando además un aumento del nivel de iluminación, que actualmente tiene un valor deficiente podemos afirmar que el consumo por alumbrado público aumentará con un índice del 5% para todo el período.

1.2.5.- Proyección del consumo industrial.

El aumento del consumo industrial a partir del año 1.963 cuando empezaron a producir las dos industrias mas fuertes : Erco y Guapán ha sido completamente irregular, especialmente por la incapacidad de la Empresa para satisfacer la demanda exigida hasta el año de 1.971 en el que se aumentó la potencia de generación.

Según un proyecto de Cendes, el centro de Reconversión del Azuay, Cañar y Morona Santiago (CREA) y el Municipio de Cuenca se está construyendo un Parque Industrial para dar facilidades al establecimiento de pequeñas industrias en un solo sitio con sus innumerables ventajas. Este parque requerirá, según cálculos de Cendes de 1.000 KVA durante la primera etapa.

También durante este período las industrias ya establecidas y otros grandes consumidores han proyectado su expansión con las siguientes cargas :

Guapán	2.500 KVA
Erco	3.000 KVA
Cerámica Andina	700 KVA
Parque Industrial	1.000 KVA
Hospital Regional	800 KVA

De estos consumidores los dos primeros cuentan con su propia generación mientras que los otros tomarán la carga de la Empresa Eléctrica Cuenca.

De acuerdo a estas consideraciones se espera una tasa de crecimiento anual de 12% en el período 1.970 - 1.980 y de 10% en el período 1.980 - 1.990. Con esto, el consumo industrial sería de 30.382 Mwh en 1.980 y de 78.798 Mwh en 1.990.

Actualmente el consumo industrial ha llegado a normalizarse, esperándose en el futuro un desarrollo racional del mercado eléctrico en el sector industrial a no ser que en la zona se instalen otras grandes industrias con características inusitadas.

1.2.6.- Consumo total y generación de energía.-

Como consecuencia de los consumos parciales analizados en los puntos anteriores el consumo total en 1.980 sería de 75.715 Mwh y en 1.990 de 182.582 Mwh. Las tasas de crecimiento promedio anuales serán de 11.18% para el período 1.970 - 1.980 y de 9.15% para el período 1.980 - 1.990.

En cuanto a las pérdidas de energía de 28.53% de 1.970 se espera reducir hasta un 18% en 1.977, valor que se mantendrá hasta 1.990 para lo cual se deberá revisar la operación del sistema.

ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA CUENCA
PROYECCION DE LA DEMANDA

AÑO	NUMERO DE HABITANTES	NUMERO DE ABONADOS HOMOGENEOS	HAB/ABON. HOMOGEN.	CONSUMO POR ABONADO HOMOGENEO (Mwh/ABON)	CONSUMO HOMOGENEO (Mwh)	CONSUMO INDUSTRIAL (Mwh)	CONSUMO ALUMBRADO PUBLICO (Mwh)	CONSUMO ENTIDADES OFICIALES (Mwh)	CONSUMO TOTAL (Mwh)	PERDIDAS DE ENERGIA (%)	ENERGIA GENERADA (Mwh)	FACTOR DE CARGA (%)	DEMANDA MAX. (Kwh)
1970	107.142	11.151	9.60	1.080	12.043	12.232	1.514	374	26.163	20.58	36.632	59.0	70.0
1971	109.265	12.154	8.99	1.134	13.782	11.564	1.594	3.97	27.337	26.83	37.210	46.8	90.0
1972	111.470	13.284	8.41	1.190	15.765	12.273	1.673	4.22	30.133	23.46	39.362	45.7	98.0
1973	113.399	14.446	7.84	1.249	18.043	13.747	1.756	4.49	33.995	21.00	43.031	45.0	10.9
1974	115.667	15.740	7.34	1.311	20.635	15.394	1.843	4.71	38.343	20.00	47.929	46.0	11.8
1975	117.980	17.156	6.87	1.376	23.606	17.241	1.935	5.03	43.285	19.80	53.438	46.0	13.2
1976	120.339	18.357	6.55	1.444	26.505	19.309	2.031	5.39	48.383	19.00	59.735	46.0	14.8
1977	122.746	19.641	6.24	1.516	29.775	21.626	2.132	5.73	54.106	18.00	65.982	47.0	16.0
1978	125.200	21.015	5.95	1.591	33.434	24.221	2.238	6.09	60.505	18.00	73.786	47.5	17.9
1979	127.704	22.496	5.67	1.670	37.551	27.127	2.350	6.48	67.676	18.00	82.531	47.5	20.0
1980	130.258	24.060	5.41	1.753	42.177	30.382	2.467	6.89	75.716	18.00	92.335	48.0	21.0
1981	132.963	25.263	5.25	1.840	46.424	33.420	2.590	7.33	83.227	18.00	101.496	48.0	24.0
1982	135.520	26.526	5.10	1.932	51.248	36.762	2.719	7.80	91.509	18.00	111.596	48.0	26.1
1983	138.230	27.852	4.96	2.023	55.483	40.438	2.855	8.30	100.606	18.00	122.690	49.0	28.0
1984	140.994	29.224	4.82	2.129	62.260	44.481	2.997	8.79	110.617	18.00	134.898	49.0	31.4
1985	143.813	30.706	4.68	2.235	68.628	48.929	3.136	9.31	121.634	18.00	148.334	49.0	34.0
1986	146.689	31.627	4.63	2.346	74.197	53.821	3.303	9.86	132.307	18.00	161.350	50.0	36.0
1987	149.622	32.575	4.59	2.463	80.232	59.203	3.468	10.45	143.940	18.00	175.546	50.0	40.0
1988	152.614	33.552	4.54	2.586	87.108	65.123	3.641	11.07	156.971	18.00	191.428	50.0	43.0
1989	155.666	34.558	4.50	2.715	93.825	71.635	3.823	11.74	170.457	18.00	207.874	51.0	46.0
1990	158.779	35.594	4.46	2.850	98.526	78.798	4.014	12.44	182.582	18.00	222.860	51.0	49.0

De acuerdo a estos antecedentes se deberá generar en 1.980, 92.335 Mwh y en 1.990 220.660 Mwh con los siguientes índices de crecimiento promedio anuales; período 1.970 - 1.980, 11% y período 1.980 - 1.990, 9.6%.

1.2.7.- Demanda máxima anual.-

El pronóstico de crecimiento de la demanda se ha hecho en base a la generación prevista de energía y a un factor de carga establecido tomando en cuenta un crecimiento gradual como consecuencia del aumento del porcentaje del consumo industrial con respecto al consumo total.

El factor de carga en 1.970 fué de 59%, valor muy alto, que se debió a la limitación de potencia en dicho año. Con el incremento de los grupos diesel el factor de carga disminuyó a 46.8% en 1.971 y se espera ir mejorando hasta estabilizarlo aproximadamente en un 50%.

La demanda máxima en 1.980 sería de 21.959 kw y en 1.990 sería de 49.838 Kw con un índice de crecimiento promedio anual de 10.7% para el período 1.970 - 1.980 y de 8.5% para el período 1.980 - 1.990 con un índice promedio de crecimiento de 9.31%.

1.3.- PLANES DE EXPANSION DEL SISTEMA.-

La Empresa Eléctrica tiene actualmente en funcionamiento 13.945 KVA a nivel de generación, que corresponden a 12.587 Kw. El pico máximo en el último semestre: Enero-Junio se registró en el mes de Abril con 9.605 Kw, lo que significa que tenemos una capacidad de reserva de 2.982 kw sin considerar las pérdidas. El sistema opera normalmente con todas sus unidades a la hora de carga máxima, no pudiendo tener una máquina de reserva, como aconseja la técnica para un adecuado mantenimiento.

De acuerdo a la proyección de la demanda, cuadro N°2, podemos deducir que en 1.974 tendríamos una demanda máxima de 11.894 Kw, es decir que nos quedaría una reserva de 697 Kw, valor demasiado pequeño que nos obligará a realizar un racionamiento de energía para evitar una posible sobrecarga.

Originalmente se tenía previsto que el proyecto Saucay comience a operar a fines de 1.974 con lo que se solucionaría el problema, pero debido a problemas de financiamiento el comienzo de la construcción de los equipos se retardó 2 años lo que hace muy difícil la satisfacción de la demanda a fines de 1.974 hasta 1.976. Esta situación obligó a la Empresa a hacer los trámites necesarios ante INECEL para el arrendamiento de dos de sus equipos de emergencia de 1.420 KVA y de 3 grupos de 3.100 KVA hasta que comience el funcionamiento de la Central de Saucay con 10.000 KVA.

Estos grupos de emergencias empezarán su operación a comienzos de 1.975 y se instalarán en el local de la Central Diesel-Monay, alimentando directamente a las barras de 6.000 voltios.

De esta manera se equipará la Empresa durante 1.975 y 1.976. En 1.977 entrará en operación la Central de Saucay con 10.000 KVA con lo que la potencia instalada será en este año de 25.760 Kw que nos permitirá operar hasta el año 1.980 en el que tendríamos una demanda máxima de 22.000 Kw, considerando una reserva mínima de 4.000 Kw. En este año se ha ofrecido el comienzo de la operación de la Central Paute y la alimentación a la Ciudad de Cuenca con una línea de transmisión de 138 Kw con lo que se resolvería el problema de buscar nuevas fuentes de generación y la Empresa tendría como única preocupación aumentar la capacidad de sus su

bestaciones y construir y mejorar la red de distribución.

De acuerdo a la tendencia actual de equipamiento y considerando el crecimiento de la demanda para 1.990 deberemos tener una capacidad en subestaciones de 87.000 KVA, distribuidos así :

Subestación N ^o 1:	6.000 KVA
Subestación N ^o 2:	6.000 KVA
Subestación N ^o 3:	10.000 KVA
Subestación N ^o 4:	10.000 KVA
Subestación N ^o 5:	10.000 KVA
Subestación N ^o 6:	10.000 KVA
Subestación N ^o 7:	15.000 KVA
ERCO :	10.000 KVA
GUAFAN :	10.000 KVA

TOTAL : 87.000 KVA

Que corresponden a 69.600 Kw para satisfacer una demanda de 49.838 Kw, que tendríamos ese año.

Si consideramos un factor de coincidencia de 1.30, nos queda una pequeña capacidad de reserva. Debemos aclarar lo siguiente:

a).- Las subestaciones N^o1 y N^o2, no pueden aumentar su capacidad debido a la limitación del cable subterráneo de alimentación a 22 KV, que no permite sino 6 MW como máximo. De todas maneras, si la demanda lo exige sería necesario aumentar su capacidad cambiando el cable subterráneo.

b).- La subestación N^o7 se la debe construir en el sitio en don

de está ubicado actualmente el parque Industrial y es donde también se localizarán algunas industrias grandes.

Es posible que a esta subestación llegue un alimentador directamente de la Central de Rio Paute si su potencia pasa los límites previstos. Como lo indica en el gráfico nº 3 estará fuera del anillo de subtransmisión.

c).- La fábrica de llantas ERCO tiene su propia subestación y debe aumentar su capacidad. A demás tendría que construir su alimentador propio a 22 KV de la subestación Nº 4.

d).- La línea a Guapán actualmente tiene una capacidad de 3.000 Kw a 22 KV tendríamos que cambiar la tensión a 34.5 KV para poder transmitir por la misma línea, 5.000 KVA a su subestación que debería incrementar su capacidad.

1.3.1.- Proyecto Saucay.-

Antecedentes.-

La futura fuente de energía para la Empresa Eléctrica Juenca fue determinada por un informe titulado "Estudio comparativo de los proyectos hidroeléctricos de Saucay y Dudas-Masar" preparado por la Ingledow, Kidd and Associates Limit. en julio de 1.964. En este informe se recomendó utilizar el proyecto Saucay como la próxima fuente de energía basándose en los costos comparativos de energía obtenidos en el proyecto Dudas-Masar y la expansión adicional de las plantas diesel. Según el informe de factibilidad preparado por la misma Ingledow el proyecto Saucay comprende 3 etapas :

1ª Etapas.- Construcción de la Presa El Labrado en el río Chulco, un canal desde esta presa hasta el tanque de presión y la tubería de presión respectiva para alimentar dos grupos de

3.000 Kw cada uno.

2ª Etapa.- Construcción de la presa de Chanlud, en el río Machón gara, juntamente con un túnel de descarga con lo que se ampliará la central de Saymirín en 4.200 Kw.

3ª Etapa.- Construcción del canal, tanque y tubería de presión para ampliar la central de Saucay con 3 unidades de 4.500 Kw.

Esto significa que el proyecto Saucay en su totalidad puede generar 19.500 Kw.

En la actualidad se tiene construída la presa El Labrado y gran parte de la obra de ingeniería civil de la primera etapa.

Estudios detenidos acerca de las posibilidades de agua han determinado que la potencia obtenible en esta etapa no sea de 6.000 Kw sino de 8.000 Kw. Además con la colaboración de varias lagunas existentes sobre la presa El Labrado se ha calculado que se pueden obtener 4.000 Kw más de tal manera que el canal, tubería de presión; y línea de transmisión, se ha diseñado para 12.000 Kw aunque inicialmente se instalarán solamente dos unidades de 4.000 Kw.

La segunda y tercera etapas definitivamente se abandonarán debido a que en 1.980 entrará en servicio la central del río laute y no será necesario seguir construyendo centrales pequeñas.

Características de la Central de Saucay.-

La Central Hidroeléctrica de Saucay comprende:

- La Presa El Labrado para la regulación del caudal tanto de la central de Saucay como la de Saymirín. Tiene una capacidad de 5 millones de metros cúbicos.

- Un canal de 8 Km de longitud y una capacidad de 3.2 metros cúbicos por segundo.
- Tubería de presión de 1.350 metros de longitud con un diámetro de 1.0 metros para aprovechar una caída neta de 430 metros.
- Dos turbinas tipo pelton, de eje horizontal, 5.850 HP, velocidad 720 RPM.
- Dos generadores trifásicos de 5.000 KVA cada uno a una altura de 3.120 metros sobre el nivel del mar, factor de potencia 0.8 velocidad 720 RPM, voltaje de generación 6.600 voltios.
- Subestación de elevación compuesta de dos transformadores de 5.000 KVA de potencia continua a 3.120 metros sobre el nivel del mar, relación de transformación 6.6/22 KV, conexión DY5, autoenfriado.
- Línea de transmisión para Cuenca de 14 Km de longitud, a 22 KV con conductores de ACSR calibre 556 MCM.

Además el Proyecto Saucay, comprende dos subestaciones de distribución de 2.000 KVA iniciales cada uno, que se denominarán N^o 5 y N^o 6 con sus respectivos alimentadores que serán parte del anillo de subtransmisión. Se incrementarán también las potencias de las subestaciones N^o 1 y N^o 4.

1.3.2.- Segunda parte de Saucay o Aumento de la generación diesel

(1.979)

La Central Hidroeléctrica de Saucay originalmente debía entrar en servicio a fines de 1.974 con 8.000 Kw que servirían a la ciudad hasta el año 1.979 en que la demanda sería aproximadamente 20.000 Kw. De este año en adelante para satisfacer la demanda se proyectaba realizar la segunda etapa del Proyecto Saucay, esto es, el aumento de 4.000 Kw en capacidad de generación.

Debido a problemas de financiamiento, el inicio de la construcción de la Central hidroeléctrica se ha demorado dos años de tal manera que tendríamos déficit de potencia en 1.975 y 1.976 y se ha pensado solucionar este problema instalando dos grupos diesel de 1.420 KVA cada uno y tres de 3.100 KVA que servirán hasta la entrada en servicio de la Central de saucay con 8.000 Kw que podrían servir hasta 1.980, año en que entrará en servicio la central Paute, de tal manera que no se justificaría la construcción de la segunda etapa del Proyecto saucay.

1.3.3.- PROYECTO PAUTE.-

Ubicación.- El Proyecto Paute se halla ubicado en la Provincia del Azuay a 50 Km de Cuenca en la carretera Paute - Mendez.

Area de influencia.- El área de influencia del Proyecto Paute incluye 7 provincias de la parte sur y sur-este del país que son: Azuay, Cañar, Guayas, El Oro, Los Ríos, Loja y Manabí. En esta zona está asentada la mayor riqueza agrícola e industrial del país y tiene aproximadamente el 59% de su población total.

Características principales de la Obra.- El Proyecto Paute tendrá una capacidad instalada de 1.260 MW a desarrollarse en cinco etapas y una capacidad de generación de 5.783 GWH. Cuenta con dos reservorios estacionales con una capacidad de 358 millones de metros cúbicos. Se construirán líneas de transmisión a 345 KV y 138 KV hasta los centros de consumo y las respectivas subestaciones.

El Proyecto consiste en tres centrales :

Central Molino :	1.000.000 KW (en 3 etapas)
Central Masar :	60.000 KW
Central Sopladora :	200.000 KW
Total :	1.260.000 KW

El río Paute está formado por la confluencia de los ríos Tarqui y Burgay a una altura de 2.500 metros sobre el nivel del mar. Cerca de Loyola, a 25 Km al norte de Cuenca, la corriente principal entra en una garganta angosta y corre hacia el nor-este y este por una configuración conocida como "Cola de San Pablo".

A pesar de que el río Paute drena y fluye por uno de los terrenos más escabrosos del continente americano, la gradiente del río desde Loyola hasta la Cola de San Pablo es sorprendentemente uniforme, sin ninguna caída o cascada.

Aguas abajo del tributario Masar, el río se precipita un tanto pendiente a través de la "Cola de San Pablo" cayendo uniformemente unos 1.000 metros en una distancia de 30 Km y dando una oportunidad excelente para el aprovechamiento hidroeléctrico. El régimen de flujo del río Paute puede dividirse en dos distintas estaciones en el año. La estación de lluvias entre Abril y Septiembre tiene flujos entre 100 y 200 metros cúbicos por segundo y la estación seca entre Octubre y Marzo que tiene flujos promedios mensuales menores de 100 metros cúbicos por segundo. Diciembre es generalmente el mes más seco del año.

Se propone un desarrollo final de 5 etapas, con cada etapa centrada con alguna obra principal, para utilizar todo el potencial de energía del tramo Cola de San Pablo del río Paute. Las etapas de aprovechamiento están estrechamente interconectadas en forma que cada etapa siguiente modifica el potencial de las

to del embalse para aumento de la regulación del flujo o cambio de los factores de capacidad de la planta. La construcción una vez comenzada continuará por unos 30 años hasta aprovechar todo el potencial en su más plena extensión posible.

Las cinco etapas para el aprovechamiento del río Paute son como siguen :

1ª Etapa.- Consiste en un dique de derivación bajo, más abajo del río del Pulpito (Palmira), un túnel de 5 metros de diámetro através de la Cola de San Pablo y una Central Hidroeléctrica Subterránea alrededor de 1.6 Km, más abajo del río Molino. En esta etapa, la central eléctrica tendrá cuatro unidades de 50 MW con una capacidad total de 200 MW.

El dique del Pulpito y el sistema de la central eléctrica Molino constituyen el núcleo del aprovechamiento de la Cola de San Pablo,

En esta etapa se construirá una línea de transmisión a Cuenca a un voltaje de 138 KV.

La energía de la central eléctrica Molino se transmitirá hasta el centro de carga de Durán, por una línea de transmisión de 345 KV, un solo circuito.

2ª Etapa.- Las obras civiles de la etapa 1 servirán para ampliar la central Molino con cuatro unidades adicionales de 50 MW, siendo 200 MW la capacidad total instalada en esta etapa. Para transmitir la energía se construirá otra línea de transmisión a 345 KV hasta el centro de carga de Durán.

NOTA : En una sesión de trabajo efectuada por personeros de

INECEL y autoridades de Cuenca en esta ciudad, los primeros expusieron que según últimos estudios técnico-económicos es

más conveniente la fusión de las etapas 1 y 2 en una sola, construyendo la central para 400 MW en grupos de 100 MW y una línea de transmisión a doble circuito hasta el centro de carga de Durán.

3ª Etapas. - Para una expansión de la central eléctrica Molino más allá de los 400 MW hasta aquí instalados se requerirá una mayor capacidad de almacenamiento del embalse previsto por el dique bajo del Pulpito. Con este objeto para la 3ª etapa se construirá un dique de arco con embalse que permitirá una mayor expansión de la central eléctrica Molino, añadiendo cinco unidades de 75 MW cada una con una capacidad instalada total de 375 MW. Durante el desarrollo de la etapa 3 se construirá otro túnel de 6 metros de diámetro a través de la Cofa de San Pablo y una tercera línea de transmisión a 345 KV hasta Durán. El Embalse de la etapa 3 sumergirá el dique bajo de escollera construido en la etapa 1.

4ª y 5ª Etapas. - La expansión del sistema de generación de energía durante el desarrollo de etapas estará dado por los desarrollos Sopladora y Masar. El desarrollo Sopladora consiste en un dique derivación más abajo de la central eléctrica Molino, un túnel y otra central eléctrica con dos unidades de 100 MW. El desarrollo Masar consiste en un dique de almacenamiento de pedraplén construido aguas abajo de la confluencia de los ríos Paute y Masar con una central eléctrica al pie del dique.

Aún cuando la capacidad instalada en Masar es sólo 60 MW el almacenamiento provisto por el dique Masar permitirá la instalación de tres unidades adicionales de 75 MW en la central Molino.

El potencial total estimado para las etapas 4 y 5 es de 485 MW. Debido al rápido desarrollo previsto de la carga del sistema al momento de la ejecución de las etapas 4 y 5, la construcción de estas dos deben realizarse simultáneamente.

El aprovechamiento total factible del río Paute en la Cola de San Jablo se estima en 1.260 MW y cubrirá el crecimiento de la carga del sistema desde el año de 1.980 hasta el 2.001.

1.3.4.- Cambio del voltaje de distribución primario de 6.3 a
13.8 KV

Actualmente la Empresa Eléctrica Cuenca tiene numerosas extensiones rurales, muchas de ellas de gran longitud para las cuales el voltaje de 6.3 KV resulta insuficiente debido al notable incremento de la carga que se ha venido produciendo, por esta razón, se han realizado los estudios convenientes para cambiar el voltaje a 13.8 KV.

Pensando en esta solución las dos nuevas subestaciones que se instalarán en Cuenca, la N°5 y N°6 tendrán un voltaje secundario de 13.8 KV y se destinarán casi exclusivamente a extensiones rurales. En las ya existentes y que fueron construídas últimamente el aislamiento es para 13.8 KV, de tal manera que es necesario cambiar únicamente los transformadores. Además algunos circuitos urbanos que saldrán de éstas subestaciones, irán a un voltaje de 13.8 KV y se destinarán a los nuevos barrios y urbanizaciones que se han establecido en la periferia de la ciudad, quedando únicamente el sector central con el voltaje de 6.3 KV.

Desde el punto de vista de la distancia a la cual se puede transmitir con el nuevo voltaje podemos considerar lo siguiente:

Regulación de voltaje en porcentaje (aproximadamente) = Reg (%)

$$\text{Reg}(\%) = \frac{\text{KVA}(\text{Rcos } \phi + \text{Xsen } \phi)}{10 \text{KV}^2}$$

en donde :

KVA = potencia trifásica a transmitirse

R = resistencia de los conductores por unid.de.long.

X = reactancia inductiva de los conduc.por unid.de.long.

l = longitud del circuito

KV = voltaje entre fases

Cos ϕ = factor de potencia

Si llamamos l_1 a la longitud que puede transmitirse una potencia dada al voltaje KV_1 , la regulación será :

$$\text{Reg}(\%) = \frac{KVA(R\cos\phi + X\text{sen}\phi)l_1}{10KV_1^2}$$

de donde : $l_1 = \frac{10\text{Reg}KV_1^2}{KVA F}$

siendo : $F = R\cos\phi + X\text{sen}\phi$

Para la misma potencia, porcentaje de regulación y los mismos conductores a voltaje KV_2 se puede transmitir hasta una distancia l_2

dividiendo 1 : 2 tendremos : $\frac{l_1}{l_2} = \frac{\frac{10\text{Reg}KV_1^2}{KVA \times F}}{\frac{10\text{Reg}KV_2^2}{KVA \times F}} = \frac{KV_1^2}{KV_2^2}$

Pero : $KV_1 = 6.3 \text{ Kv}$

$KV_2 = 13.8 \text{ Kv}$

Entonces $l_2 = \frac{13.8^2}{6.3^2} l_1 = 4.8 l_1$

Esto significa que para una carga concentrada dada, al elevar el voltaje de 6.3 kV a 13.8 kV se puede transmitir hasta una distancia 4.8 veces mayor para un mismo porcentaje de regulación de voltaje.

considerando la capacidad de conducción por limitación tér

$$KVA = \sqrt{3} KVI$$

En donde : KVA = potencia a transmitirse

KV = Voltaje fase-fase

I = corriente.

Pero si llamamos : $KV_1 =$ voltaje inicial (6.3 KV)

$I_1 =$ corriente inicial

$KV_2 =$ voltaje nuevo (13.8 KV)

$I_2 =$ corriente nueva

Para la misma potencia a transmitirse :

$$KVA = \sqrt{3} KV_1 I_1 = \sqrt{3} KV_2 I_2$$

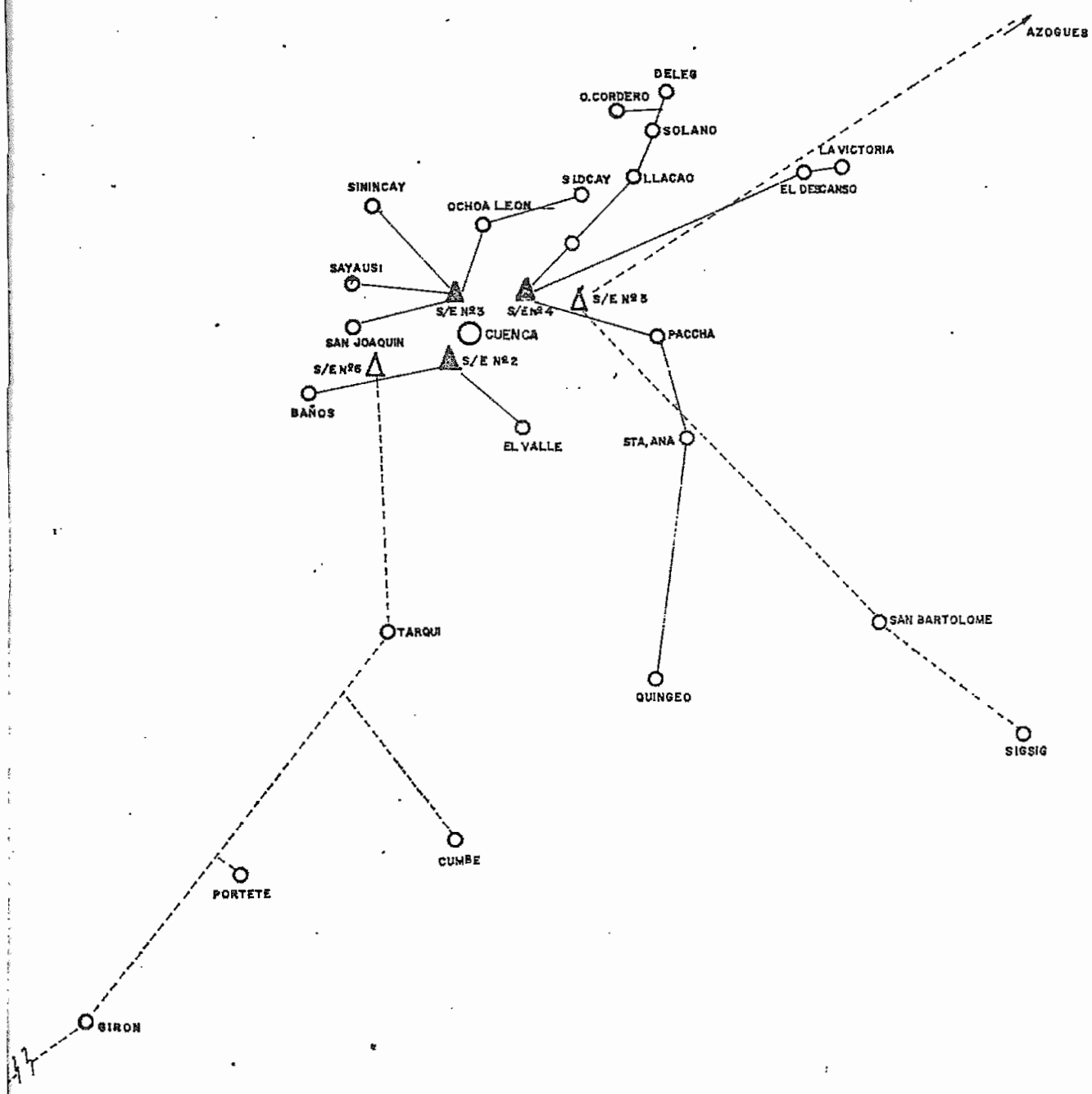
$$I_2 = \frac{KV_1}{KV_2} I_1 = \frac{6.3}{13.8} I_1 = 0.455 I_1$$

Esto significa que la corriente prácticamente se reduce a la mitad para el nuevo voltaje permitiéndonos una mayor potencia para un mismo calibre de conductores.

1.3.5.- Proyectos para extensiones rurales.-

La Empresa Eléctrica Cuenca tiene actualmente servida el área rural de la Provincia del Azuay en una gran extensión. Existe un marcado interés de las poblaciones vecinas a Cuenca de contar con el servicio eléctrico por cuya razón colaboran estrechamente con la Empresa, proporcionándole medios económicos y aún mano de obra con el fin de ampliar las redes y extender el servicio hasta lugares muy lejanos.

Sin embargo, no ha existido una planificación racional para estas extensiones por razones de carácter económico y a



ISABEL

GRAFICO Nº 4

- Línea a 6.3 kv.(existente)
- - - Línea a 22 kv.(proyecto)
- ▲ Subestación proyectada
- ▲ Subestación existente

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
TESIS DE GRADO	
ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA CUENCA	
EXTENSIONES RURALES	
DISENO	ESCALA 1:25 000
DIBUJO H. PEÑAFIEL	FECHA ENERO 75

pesar del interés tanto de la empresa como de los moradores para ampliar las redes, en ciertos casos no es posible por razones técnicas. Por esta razón algunas de las extensiones existentes serán cambiadas de voltaje de 6.3 KV a 13.8 KV para mejorar el servicio y posibilitar su ampliación.

Así tenemos la línea Sta Ana - Quingeo de reciente inauguración esta aislada para 13.8 KV.

Los principales alimentadores rurales existentes se señalan en el gráfico adjunto y son los siguientes :

Cuenca - El valle : 10 Km de longitud

Cuenca - Paccha - Bahuanchi - Sta Ana - Quingeo : 26 Km.

Cuenca - Ricaurte - Llacao - Solano - Deleg - Octavio Cordero :
15 Km.

Cuenca - Jocho León - Sidcay : 8.7 Km.

Cuenca - Sinincay : 9.6 Km.

Cuenca - Sayausi : 8.1 Km.

Cuenca - Baños : 8.0 Km.

Cuenca - El Descanso - La Victoria : 12 Km.

Cuenca - San Joaquín : 4 Km.

Todas estas extensiones tienen un voltaje de 6.3 KV y cuentan con transformadores en su mayoría monofásicos de pequeña capacidad distribuidos a lo largo de las líneas sirviendo a pequeños caseríos.

Por razones de carácter económico en la zona rural de Cuenca no existen industrias grandes, pues la mayoría de sus habitantes está dedicada a la agricultura y en algunas regiones a pequeñas artesanías que si bien utilizan la energía eléctrica no representan cargas importantes.

Actualmente la Empresa Eléctrica Cuenca se encuentra realizando los estudios definitivos para la construcción de las líneas de transmisión : Cuenca-Sigsig y Cuenca-Girón- Sta. Isabel con lo que se integraría prácticamente toda la provincia.

Línea Cuenca - Sigsig.- El Cantón Sigsig cuenta actualmente con su grupo hidroeléctrico de 24. KW instalado hace muchos años por lo que su funcionamiento es deficiente. La línea de transmisión proyectada tendrá una capacidad total de 625 KVA, de los cuales 125 KVA se destinarán a la parroquia San Bartolomé y 500 KVA para el cantón Sigsig. La longitud aproximada de la línea será de 27 Km y arrancará de la Subestación N° 5 que la Empresa Eléctrica Cuenca construirá al extremo Oriental de la ciudad.

Línea Cuenca - Girón - Santa Isabel.- El Cantón Girón está servido actualmente por un grupo hidroeléctrico de 24 KW instalado en 1.936, en mal estado un grupo de 100 Kw instalado por INECEL en Abril de 1.974 con lo cual la demanda actual de la ciudad se halla satisfecha.

En Santa Isabel existe una pequeña central hidroeléctrica de 100 Kw que actualmente satisface las necesidades del cantón.

La línea de transmisión proyectada, en su primera etapa llegará hasta Girón con una longitud de 32 Km, que se iniciará en la subestación N°6 ubicado en el sitio denominado Yanuncay, al extremo Occidental de la Ciudad. Posteriormente se construirán 32 km más hasta Santa Isabel. La capacidad total de la línea será de 1.000 KVA de los cuales 500 KVA se destinarán a Girón 300 KVA a Santa Isabel y 200 KVA repartidos a lo largo de la línea.

algunas de ellas como Targui, victoria de Portete y Cumbe de mucha importancia que deberán ser servidos mediante pequeños ramales.

Existe además otro proyecto de una línea que si bien no puede considerarse como estrictamente rural debe considerarse en este estudio y es la línea Cuenca - Azogues - Paute que deberá ser construída en un futuro no muy lejano.

1.3.6.- Establecimiento de zonas industriales.-

Existe una necesidad básica de toda ciudad en desarrollo de establecer todas las industrias en ciertas zonas denominadas parques industriales, en lo posible alejados del centro de la Ciudad con el objeto de evitar los innumerables problemas propios de su funcionamiento.

- a).- Aumento de la contaminación ambiental que ya tiene un valor alto debido a los motores de los carros y que depende de las características de las industrias.
- b).- Alto nivel de ruidos que afecta la tranquilidad de la ciudad ya afectada por la aglomeración de vehículos y personas.
- c).- Problemas en las redes : de distribución eléctrica, de agua potable, alcantarillado y otros servicios que no fueron diseñados para la operación de las industrias.
- d).- Centralización de los servicios de la ciudad : comercio, transporte, vivienda, etc. que con el establecimiento de zonas industriales se ubicarán alrededor de ellas.
- e).- Facilidades para la expansión de las industrias establecidas que tienen dificultades para su crecimiento por limi

taciones físicas y de servicios adecuados.

El establecimiento de las industrias en el sitio denominado Parque Industrial en la ciudad de Cuenca tendrá muchos atractivos para los inversionistas pues fué constituido como una Empresa de Economía mixta (capitales oficiales y privados) que entregará los lotes de terreno y aún la construcción de los edificios con grandes facilidades de pago, de tal manera que los industriales puedan invertir sus capitales equipandose convenientemente para una operación más eficiente.

Otra ventaja que podrán obtener muchas industrias es la de servicios comunes, que consiste en que, si algunas industrias necesitan talleres mecánicos, por ejemplo, para su mantenimiento, se puede establecer un sólo gran taller muy bien equipado y cuyos costos inicial y de operación y mantenimiento se prorrataría entre todas las industrias que lo van a utilizar, lográndose así una notable economía y un buen servicio. Esto ocurriría con laboratorios para las industrias químicas, hornos para industrias metalúrgicas, salones de exposición y venta, oficinas de promoción y propaganda, etc.

En visitas realizadas a algunas industrias de la ciudad sus funcionarios se mostraron optimistas en cuanto a su crecimiento y manifestaron su deseo de trasladarse al Parque Industrial para aprovechar sus ventajas. Algunas industrias se encuentran ya ubicadas en lotes vecinos que finalmente quedaran incorporados al Parque.

El Parque Industrial de Cuenca se halla ubicado en la parte Nor-oriental de la Ciudad y tiene una extensión aproximadamente de 17 hectáreas dividida en 50 lotes en cada uno de los cuales se

utilice dos o más lotes si sus necesidades así lo determinan. En cuanto al crecimiento, el Parque Industrial cuenta con una reserva de 25 hectáreas que serán lotizadas e incorporadas al Parque tan pronto sus necesidades lo justifiquen.

La satisfacción de las necesidades de energía eléctrica está asegurada pues se encuentra a corta distancia de la Subestación N°4 de la Empresa Eléctrica, sin embargo si el crecimiento sale de los límites previstos se puede instalar una subestación para uso, exclusivo de las industrias aquí establecidas, que tendría alimentación desde la subestación de llegada del proyecto Paute.

1.3.7.- Empresa Eléctrica Regional.-

Dentro del programa de integración de los sistemas eléctricos del país consta la ejecución del Sistema Nacional Interconectado de generación y transmisión de energía eléctrica que tiene que ser planificado, ejecutado y operado por INECEL. Se ocupa del aprovechamiento integral y técnico de los recursos energéticos del país para ponerlos a disposición de los centros de consumo. Estará compuesto esencialmente de las grandes centrales de generación hidroeléctrica y térmica ubicados en distintos sitios del país y de las líneas de transmisión que unen los sistemas eléctricos regionales a las centrales de generación del sistema.

Los sistemas eléctricos regionales se conforman por la fusión de las Empresas cantonales o provinciales inicialmente constituidas a través de líneas de interconexión que faciliten la transmisión de energía eléctrica permitiendo en esta forma

que la generación se realice en el sitio más apropiado de acuerdo a los recursos naturales disponibles y que se aproveche la economía de escala.

Desde el punto de vista administrativo y técnico se obtendrán también muchas ventajas con la centralización de los recursos humanos y el aumento de eficiencia que permitan un trabajo coordinado pues, las empresas pequeñas tradicionalmente, podrán ya contar con técnicos capaces que podrán administrarlos más eficientemente.

De acuerdo al Plan Nacional de Electrificación, INECEL generará energía eléctrica en sus grandes centrales en la cantidad que sea necesaria y a precios convenientes y la venderá en bloque a las Empresas Eléctricas regionales, las cuales estarán encargadas de la distribución y comercialización, recuperando así para INECEL las inversiones realizadas.

El Sistema Centro Sur, como se denominará el sistema del que formará parte la Empresa Eléctrica Cuenca, tendrá influencias sobre las provincias de Azuay y Cañar. La ciudad más importante es Cuenca con una población aproximada de 100.000 habitantes.

Estado actual del servicio.- En la provincia del Azuay, su capital Cuenca se halla servida por la Empresa Eléctrica Cuenca que es la más importante de la zona. En los cantones de Paute, Gualaceo, Girón, Sigsig y Sta. Isabel el servicio está encomendado a los respectivos municipios.

La provincia de Cañar, con su capital Azogues opera la Empresa Eléctrica Azogues y en los cantones Cañar y Biblián las empresas son municipales.

la energía generada para el período 1.973 - 1977 es la siguiente :

Año	Demanda máxima Mw	Energía Generada Gwh
1.973	13.0	51.07
1.974	14.4	55.77
1.975	15.9 (1)	63.0
1.976	22.4 (2)	90.0
1.977	23.2 (3)	126.0

Notas : (1) Se anexa el área de Cañar

(2) Ampliación de las fábricas Erco y Guapán (5.000 Kw-
35Gwh. (año)

(3) Se anexa el área de Azogues y Paute.

Los índices de crecimiento anual resultante para el período 1.973 - 1.977 son los siguientes :

Demanda máxima 15.6 %

Energía generada 25.4 %

La Empresa Eléctrica Regional será administrada en el futuro por una sola denominada Empresa Centro Sur, la misma que se formará en dos etapas :

- 1.- En el período 1.973-1.975 se integrarán al servicio de energía eléctrica que proporcionan las Empresas Cuenca y Azogues las áreas de Girón, Paute, Sigsig, Gualaceo y Cañar.
- 2.- En enero de 1.975 se constituye la Empresa Eléctrica Centro Sur. Cuando ya esté constituida la empresa las tarifas de servicios serán únicas para toda el área. En la actualidad

los valores medios obtenidos en la Empresa Eléctrica Cuenca son los siguientes :

Costo medio del kwh vendido = S/ 0.383

Precio medio de venta del Kwh = S/ 0.459

La integración eléctrica regional traerá consigo una revaluación de los activos de la Empresa y la incorporación de nuevas inversiones. Esta revalorización podrá traer como consecuencia un ajuste tarifario.

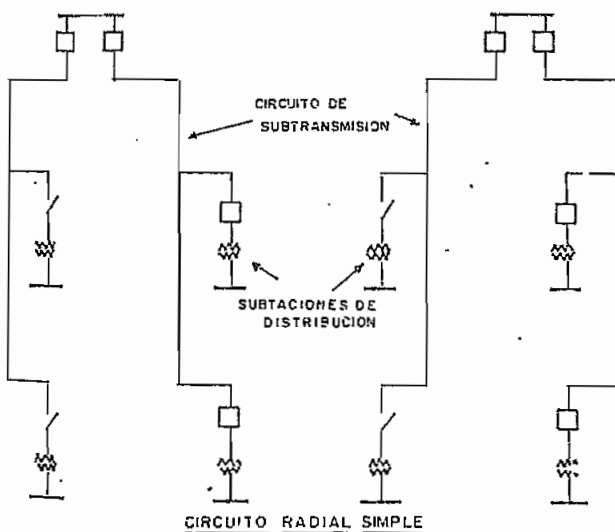
2.- PROYECTO DEL ANILLO DE SUBTRANSMISION.-

2.1.- Soluciones que se presentan.- La potencia es transmitida desde la fuente o fuentes de generación hasta las subestaciones de distribución mediante los circuitos de subtransmisión. Estos circuitos pueden tener diferente configuración como : radial simple, alternativo, paralelo, anillo, o con varias interconexiones formando una malla.

Algunos factores influyen en el arreglo del circuito de subtransmisión, dos de los más importantes son el costo y la continuidad de servicio en las subestaciones.

Circuito radial simple.-

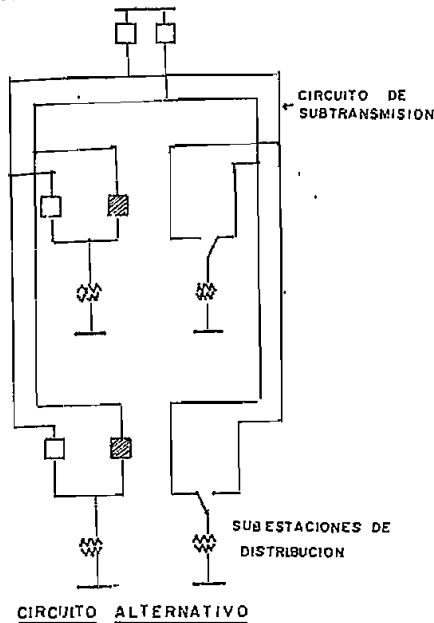
El arreglo denominado radial simple es como se muestra en la figura y resulta el más económico. Esta forma de subtransmisión no es muy usada debido a la pobre continuidad de servicio que proporciona. Una falla en el circuito de subtransmisión radial determina la salida de todas las subestaciones que él alimenta.



El uso económico de un circuito de subtransmisión y los interruptores automáticos que precisa determina que cada circuito lleve una carga relativamente alta. Así que una falla en un circui

to de subtransmisión radial determina la pérdida de una considerable área y un gran número de consumidores.

Circuito alternativo.-



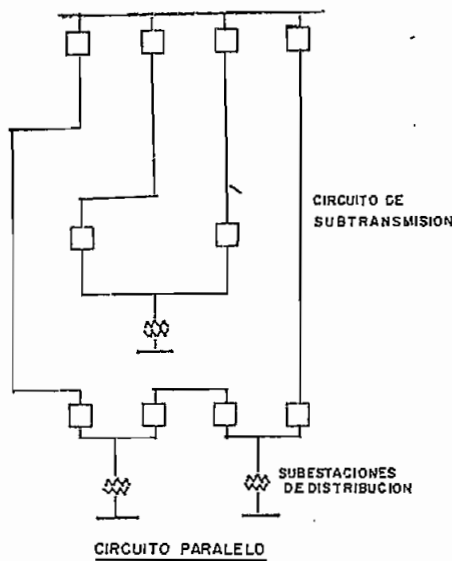
Un mejoramiento del sistema radial simple de subtransmisión es el enlace alternativo que se muestra en la figura. Cada circuito sirve como alimentador normal de unas subestaciones y como alternativo de otras. Este arreglo permite la rápida sustitución de servicio cuando un circuito de subtransmisión ha fallado. Cada subestación alimentada normalmente por un circuito que

puede fallar tiene la posibilidad de usar como emergencia el otro circuito haciendo una transferencia de carga que puede ser manual o automática. Esta disposición previene una interrupción larga del servicio pero requiere una capacidad adicional de los circuitos de subtransmisión y el equipo de transferencia que normalmente es costoso.

Circuito paralelo o lazo.-

Debido a que las interrupciones no deben ser toleradas un sistema de subtransmisión radial toma la forma de un circuito paralelo o forma un lazo o también una malla.

Para determinar la forma mas conveniente : lazo o malla es necesario tomar en cuenta las condiciones del sistema: área de carga, distribución de la carga, topografía del terreno y el

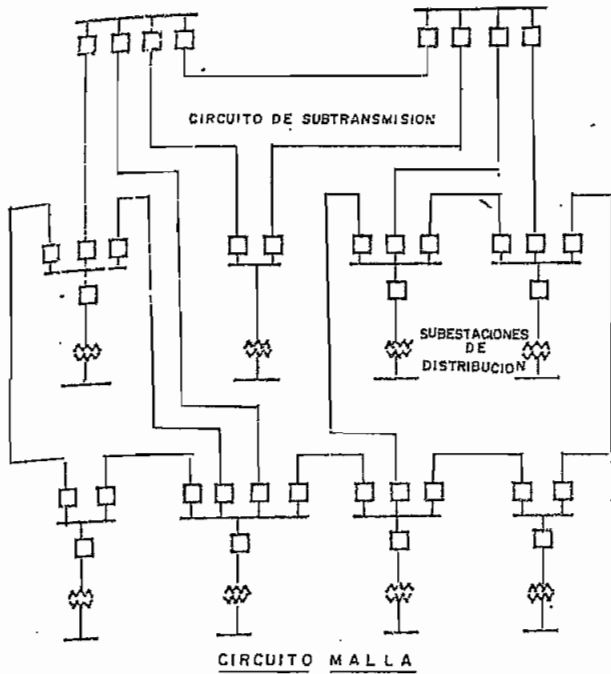


fuentes de alimentación. Un sistema paralelo o lazo de subtransmisión se muestra en la figura, en el cual debido a la falla de uno de los circuitos no se interrumpe el servicio de ninguna de las subestaciones. Todos los circuitos deben diseñarse de tal manera de no sobrecargarse en el caso de que un cir

cuito salga de servicio. Dos caminos alternativos son considerados con alimentadores para cada subestación. Sin embargo, dos en paralelo siguiendo la misma ruta no son tan confiables como aquellos que siguen caminos diferentes, formando el llamado lazo. Una falla en un circuito puede envolverle al otro si estos están juntos.

Circuito en anillo. - El término "lazo" usado aquí no debe confundirse con el "anillo". Por lazo se entiende un circuito que comienza en una fuente de alimentación o barra, recorre alimentando varias subestaciones y termina en el mismo punto. En cambio un anillo es un circuito o circuitos que comienza en una fuente de alimentación, recorre varias otras fuentes y subestaciones y regresa al punto de iniciación. En otras palabras un anillo es un lazo con varios puntos de alimentación. El anillo es muy usado en los sistemas de subtransmisión.

Circuito malla o red. - Es un sistema muy flexible y puede ser extendido para alimentar nuevas subesta



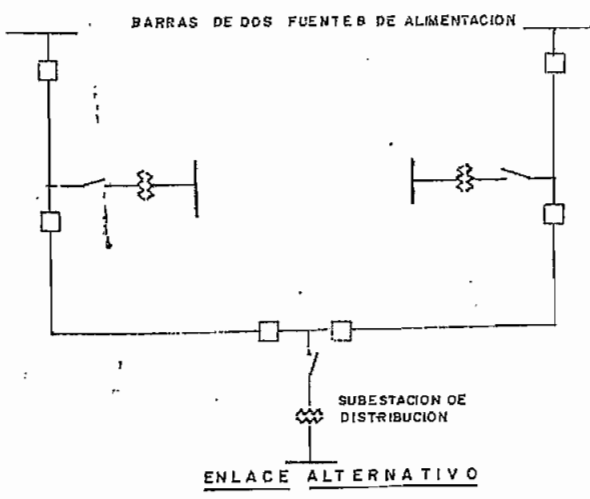
ciones con relativo poco gasto en la construcción de nuevos circuitos. Esto requiere, sin embargo, una gran cantidad de interruptores automáticos que encabece el proyecto y hace difícil su coordinación.

El circuito de malla como se muestra en la figura nos provee una gran continuidad de servicio mucho mayor que el lazo y el anillo.

Esto es particularmente cierto cuando el sistema de subtransmisión es alimentado por dos o más fuentes debido a que el posible flujo de potencia de una fuente a otra a través de una subestación. Este paralelismo de las fuentes de alimentación tiene la enorme ventaja de distribuir las cargas de acuerdo a consideraciones económicas de operación.

Enlace alternativo.-

Esta forma de alimentación, como ilustra la figura, interconecta dos fuentes de alimentación. En el caso de la falla de un circuito, ésta es aislada mediante la operación de los interruptores automáticos respectivos. Algunas veces una subestación puede quedar incluida dentro de la zona comprendida entre dos disyuntores que han operado y se quedaría sin servicio.



Lo mismo
una fuente a otra.

2.2.- Capacidad de los circuitos de subtransmisión.-

En un sistema de distribución, cada circuito de subtransmisión está generalmente asociado con algunas subestaciones de distribución. En algunas formas de circuito el flujo de potencia puede ser de las subestaciones de subtransmisión a las subestaciones de distribución y en sentido contrario en ciertos ramales, dependiendo de las condiciones de operación del sistema.

La parte de subtransmisión de un sistema se diseña con más flexibilidad que la que se necesita en una línea de transmisión. La línea de transmisión tiene como máximo requerimiento el flujo de potencia que puede producir la estación generadora, los puntos de intercambio de potencia o las subestaciones de transmisión.

La línea de subtransmisión se planifica y se diseña para entregar potencia en varios puntos (subestaciones) con previsión a un futuro aumento del número de subestaciones y un incremento en la extensión de los circuitos que deben ser hechos siguiendo rutas que no siempre pueden ser previstas.

En el diseño de un sistema, la capacidad de un circuito de subtransmisión está determinada por los valores máximos de potencia y las distancias entre subestaciones de distribución. Está demostrado que en las subestaciones de distribución las potencias nominales están determinadas por varios parámetros. Entre éstos están : la densidad de carga, el voltaje primario, el número de alimentadores primarios y la capacidad de cada alimentador. Ya que las líneas de subtransmisión están física y eléctricamente

interconectadas con las subestaciones de distribución, éstos mismos parámetros deben ser tomados en cuenta en el diseño y planificación de las líneas de subtransmisión.

Las cargas de las subestaciones de distribución en donde la caída de voltaje de los alimentadores es el factor limitante se expresa de la siguiente manera, asumiendo constantes la densidad de carga y el número de alimentadores por subestación.

$$\frac{KVA_1}{KVA_2} = \left[\frac{KV_1}{KV_2} \right]^{4/3}$$

Con voltajes de subtransmisión constantes, cuando el voltaje del alimentador primario aumenta, el área servida y la carga aumentan. Pero las distancias entre subestaciones de distribución aumentan en un índice más pequeño que el área, teóricamente con la raíz cuadrada del incremento del área servida. Consecuentemente, al aumentar el voltaje primario de subtransmisión aumenta la capacidad térmica de la línea a un voltaje dado. La caída de voltaje se reduce también al hacerse más corta la línea, mientras que la carga se mantiene.

2.3.- Pérdidas en líneas de Subtransmisión.-

Se puede afirmar que las pérdidas que ocurren en las líneas de subtransmisión son las sumas de las pérdidas I^2R en cada uno de los ramales en un momento dado. Sin embargo, como ayuda en el diseño de las líneas de subtransmisión algunas relaciones útiles se pueden obtener. En las siguientes consideraciones se toman en cuenta dos tipos de factores : límite térmico de las líneas y límite de caída de tensión. Se establecerán las relaciones entre los porcentajes de caída de tensión, de pérdidas y otros paráme

tros.

Líneas con límite térmico.-

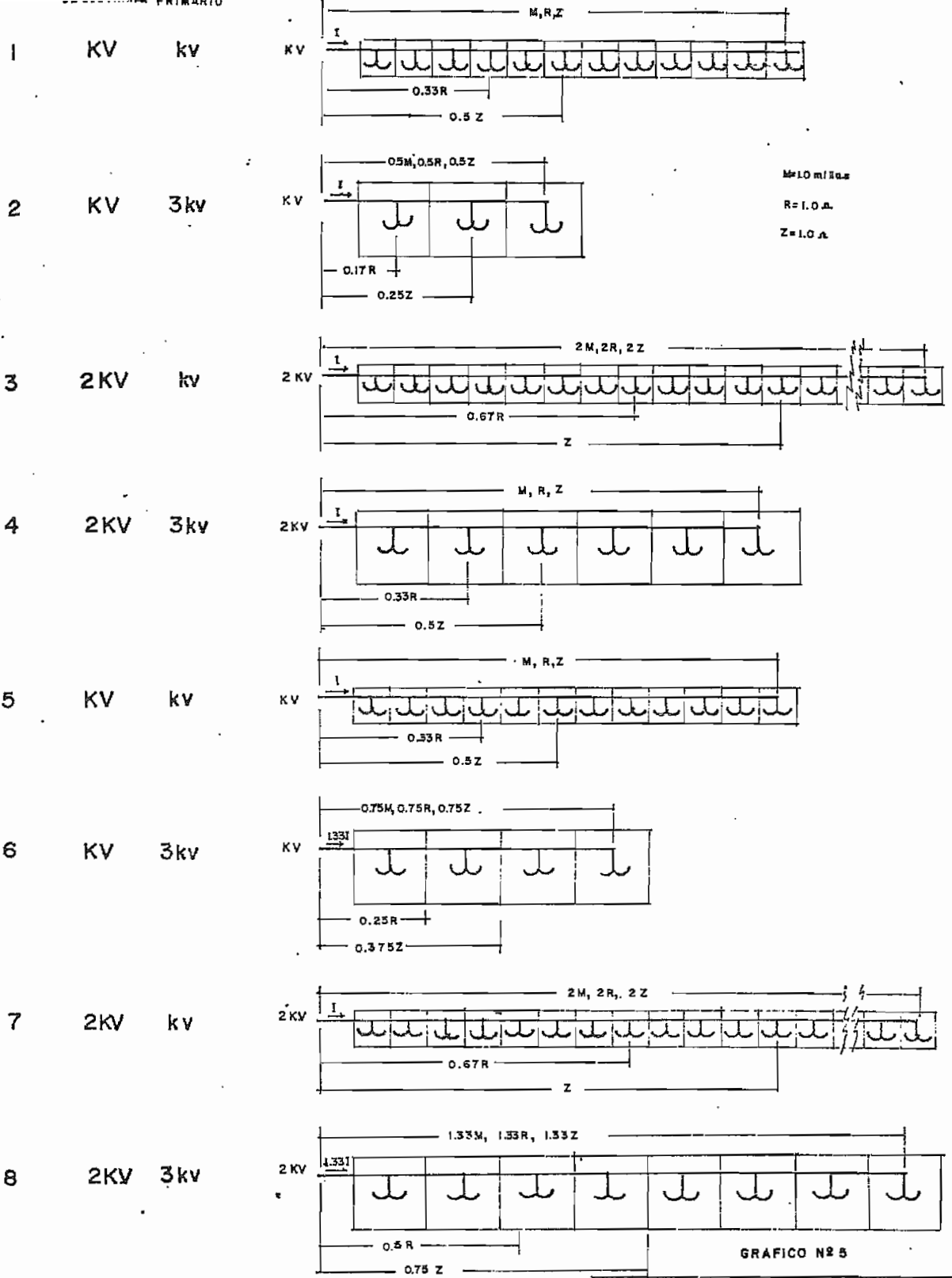
Quando una línea está limitada

térmicamente, ésta lleva el máxi

mo de corriente permisible. Prescindiendo del voltaje de la lí
nea se asume que un conductor de cierto material y de un calibre
dado siempre puede llevar una misma corriente máxima. En el grá
fico N° 5 adjunto, se muestra un sistema de subtransmisión radial
alimentando subestaciones de distribución que sirven cargas de
igual densidad y en todas las áreas servidas. Se emplean dos vol
tajes de subtransmisión y dos voltajes primarios en un total de
cuatro casos. En los casos 1 y 2, líneas de distribución con lí
mite térmico a un voltaje 1.0 pu.ΔV, sirven subestaciones de dis
tribución de un tamaño dado en el caso 1 y cuatro veces más gran
de en el caso 2. El incremento de cuatro veces la potencia nomi
nal significa un aumento de voltaje de aproximadamente tres veces
según la fórmula.

$$\frac{KVA_1}{KVA_2} = \left[\frac{KV_1}{KV_2} \right]^{4/3}$$

En los casos 3 y 4 se emplea un voltaje de 2 p.u. para lí
neas de subtransmisión con límite térmico con los mismos valores
de las subestaciones de distribución de los casos 1 y 2 respecti
vamente. El efecto del incremento del voltaje primario con el ob
jeto de aumentar el área servida por las subestaciones es aparen
te. El aumento del tamaño de las subestaciones de distribución
afecta a la distribución de la carga a lo largo del circuito. El
efecto de duplicar el voltaje de subtransmisión es más visible.
Dos veces la carga original pueden llevar las líneas de distribu
ción con la misma corriente cuando se duplica el voltaje.



M=10 m/10.0
R=1.0 Ω
Z=1.0 Ω

GRAFICO N° 5

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL TESIS DE GRADO	
ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA CUENCA PERDIDAS EN LINEAS DE SUBTRANSMISION	
DISEÑO	ESCALA
DIBUJO H. PEÑAFIEL	FECHA ENEO-75

El mismo calibre de los conductores se asume en los cuatro casos.

En cada caso las líneas de subtransmisión sirven subestaciones de distribución de igual carga a iguales intervalos. La carga, sin embargo, puede considerarse uniformemente distribuída a lo largo de los circuitos para el propósito de cálculos de caída de tensión y pérdidas. Para el cálculo de caídas de tensión se puede considerar una carga concentrada en un punto a 1/2 de la longitud total y para el cálculo de pérdidas a 1/3 de la longitud total. La longitud total de la línea de subtransmisión en el caso 1 es M millas y la resistencia de la línea es R

. El punto equivalente para la carga concentrada para el cálculo de caída de voltaje es 0.5 M millas y para el cálculo de pérdidas de potencia 0.33 R . En los casos 2,3 y 4 las distancias para las cargas concentradas para la determinación de caídas de potencial y pérdidas de potencia se muestran en el gráfico.

Los cálculos de caída de tensión y pérdidas de potencia son los siguientes :

$$\text{CASO 1 : Carga de la línea} = (KV) (I) = \text{KVA}$$

$$\text{Caída de tensión \%} = \frac{I (0.5Z)}{KV} = \frac{0.5IZ}{KV}$$

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{I^2 (0.33R)}{\text{KVA}} = 0.33 \frac{I^2 R}{\text{KVA}}$$

$$\text{CASO 2 : Carga de la línea \%} = (KV) (I) = \text{KVA}$$

$$\text{Caída de tensión \%} = \frac{I (0.25Z)}{KV} = \frac{0.25IZ}{KV}$$

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{I^2 (0.17R)}{\text{KVA}} = 0.17 \frac{I^2 R}{\text{KVA}}$$

CASO 3 : Carga de la línea = (2KV) (I) = 2 KVA

$$\text{Caída de voltaje \%} = \frac{IZ}{2 \text{ KV}} = 0.5 \frac{IZ}{\text{KV}}$$

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{I (0.67R)}{2 \text{ KV}} = 0.33 \frac{I R}{\text{KVA}}$$

CASO 4 : Carga de la línea = (2KV) (I) = 2 KVA

$$\text{Caída de voltaje \%} = \frac{I (0.5Z)}{2 \text{ KV}} = 0.25 \frac{IZ}{\text{KV}}$$

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{I (0.33R)}{2 \text{ KVA}} = 0.17 \frac{I R}{\text{KVA}}$$

Estos cálculos refiriéndonos al gráfico N° 5 que cuando el voltaje de la línea de subtransmisión se duplica si las líneas llevan la misma corriente, la caída de voltaje y las pérdidas permanecen las mismas. Además si aceptamos que la impedancia de las líneas se mantiene igual para todos los voltajes.

Realmente, sin embargo, un incremento de voltaje de subtransmisión significa un aumento en la separación de los conductores y por lo tanto un aumento de la impedancia.

Líneas con límite de caída de tensión. - Las líneas que funcionan con límite de caída

de tensión se muestra en la figura en los casos 5, 6, 7 y 8.

El caso 5 es idéntico al caso 1.

Los cálculos son los siguientes:

CASO 5 : Carga de la línea = (KV) (I) = KVA

$$\text{Caída de tensión \%} = \frac{I (0.5Z)}{\text{KV}} = 0.5 \frac{IZ}{\text{KV}}$$

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{I (0.33R)}{(\text{KV}) (I)} = 0.33 \frac{I R}{\text{KVA}}$$

CASO 6 : Carga de la línea = KV (1.33I) = 1.33 KVA

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{\text{KV}}{(1.33\text{I})^2 (0.25\text{R})} = 0.33 \frac{\text{KV}}{\text{KVA}} \frac{\text{I}^2 \text{R}}{\text{KVA}}$$

CASO 7: Carga de la línea = (2KV)(I) = 2 KVA

$$\text{Caída de voltaje \%} = \frac{\text{IZ}}{2\text{KV}} = 0.5 \frac{\text{IZ}}{\text{KV}}$$

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{\text{I}^2(0.67\text{R})}{2(\text{KV})(\text{I})} = 0.33 \frac{\text{I}^2 \text{R}}{\text{KVA}}$$

CASO 8: Carga de la línea = (2KV)(1.33I) = 2.67 KVA

$$\text{Caída de tensión \%} = \frac{(1.33\text{I})(0.75\text{Z})}{2 \text{KV}} = 0.5 \frac{\text{IZ}}{\text{KV}}$$

$$\text{Pérdidas de potencia \%} = \frac{(1.33\text{I})^2 (0.50\text{R})}{2 \text{KV} (1.33\text{I})} = 0.33 \frac{\text{I}^2 \text{R}}{\text{KVA}}$$

Comparando los casos 5 y 7 o los casos 6 y 8 se puede notar que un incremento en el voltaje de subtransmisión sin cambiar las subestaciones determinan un mismo porcentaje de caída de tensión para ambos voltajes de subtransmisión. También se puede notar que en los casos 5 y 6 y en los casos 7 y 8 que un incremento de voltaje en los alimentadores primarios, para las mismas potencias de subestación no cambian los valores de pérdidas de las líneas para la misma regulación de voltaje. Se puede concluir, por lo tanto, que para las diferentes combinaciones de los voltajes de subtransmisión y primario no cambian el porcentaje de pérdidas para la misma regulación de voltaje.

3.- PROYECTO REAL : CARACTERISTICAS.-

3.1.- Selección del voltaje y calibre de los conductores.-

Una línea de subtransmisión puede tener diferentes formas de acuerdo a dos consideraciones principales : de carácter técnico y de carácter económico.

Como fué expuesto en el capítulo 2 existen algunas formas de líneas de subtransmisión : radial, paralelo, lazo, anillo, enlace alternativo, mallado, etc. Desde el punto de vista económico el sistema más aconsejado es el radial pero técnicamente es el más desfavorable, pues además de una pobre regulación de voltaje la continuidad de servicio es relativa pues, cualquier falla en una línea de subtransmisión radial deja una o varias subestaciones sin servicio.

Considerando la configuración de La Ciudad de Cuenca el sistema más aconsejado es el anillo de subtransmisión el mismo que se formaría uniendo las subestaciones N° 1, N° 2, N° 3 y N° 4 ya existentes con las N° 5 y N° 6 nuevas (gráfico N°3). Este anillo tendría cuatro diferentes puntos de alimentación :

Subestación N°-1 de la central Hidroeléctrica de Saymirín

Subestación N° 3 de la Central Diesel Monay

Subestación N° 4 de la Central Hidroeléctrica Saucay

Subestación N° 5 de la Central Hidroeléctrica río Paute

Para la selección del voltaje y del calibre de los conductores se consideraron los siguientes aspectos :

a).- a excepción de la N^o 1 y N^o 2 que sería de 6 MVA (proyección para 20 años).

b).- Las longitudes son las especificadas en el gráfico N^o 6, adjunto.

c).- Las potencias de las fuentes de generación también se han indicado.

d).- Los voltajes tentativos son 22 KV, 34.5 KV y 69 KV.

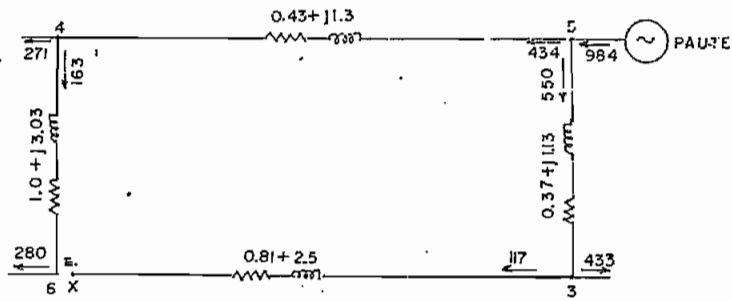
El estudio de flujos de corrientes lo haremos de acuerdo al Teorema de Compensación.

Las condiciones de operación del sistema, que pueden considerarse como los normales, son los siguientes :

- 1.- La Subestación N^o 4 se halla alimentada por la Central Saucay y se requieren únicamente 10 MVA para ERGO.
- 2.- La Subestación N^o 1 se alimenta directamente de la Central Saymirín.
- 3.- La Central Diesel Monay trabajaría como de emergencia de tal manera que la subestación N^o 3 se alimenta desde la N^o5 (Paute).
- 4.- Asumimos valores de la regulación de voltaje para determinar las corrientes de carga en cada subestación. Si el cálculo nos determina regulaciones muy diferentes a las asumidas, repetimos el cálculo hasta encontrar resultados aceptables.

Conductor de 477.0 MCM y 22 KV

Sub N ^o	Carga (MVA)	Reg Voltaje (%)	Corriente (A)
4	10	3	271
6	10	6	280
3	16	3	433



Calculamos la caída de tensión entre los tramos 5-4-6 y 5-3-X

$$V_{5-4} = 434 (0.43 + j1.3) = 187 + j 564$$

$$V_{4-6} = 163 (1 + j 3.03) = 163 + j 494$$

$$\text{Total : } 350 + j 1.058$$

$$V_{5-3} = 550 (0.37 + j 1.13) = 203 + j 621$$

$$V_{3-X} = 117 (0.81 + j 2.5) = 95 + j 292$$

$$\text{Total : } 298 + j 913$$

$$E = 52 + j 145$$

$$\text{corriente de compensación} = I_c = \frac{E}{Z_{tot}} = \frac{53 + j 145}{2.61 + j7.96} = 18.4 - j0.51$$

$$I_{46} = 145 + j 0.51$$

$$I_{45} = 416 + j 0.51$$

$$I_{3X} = 135 - j 0.51$$

$$I_{53} = 568 - j 0.51$$

$$\text{Comprobación : } V_{5-4} = 416 (0.43 + j 1.3) = 179 + j 541$$

$$V_{4-6} = 145 (1 + j 3.03) = 145 + j 439$$

$$\text{Total} = 324 + j 980$$

$$V_{5-3} = 568 (0.37 + j 1.13) = 210 + j 643$$

$$\text{Total.} = 319 + j 980$$

Regulación de voltaje. - Para determinar el voltaje en la subestación N° 4 conocemos $\cos \phi_4$ pero no sabemos su magnitud, en la Subestación N° 5 conocemos la magnitud pero no conocemos $\cos \phi_5$.

$$0.8E_4 + j 0.6E_4 + 179 + j 541 = \frac{22.000}{\sqrt{3}} (\cos \phi_5 + j \sin \phi_5)$$

$$(0.8E_4 + 179)^2 + (0.6E_4 + 541)^2 = 161.300.000$$

$$E_4^2 + 933E_4 - 161 \times 10^6 = 0$$

$$E_4 = 21.183 \text{ volt. L-L} = 15.946 + j 12.710 \text{ volt.}$$

$$E_4 = 9.784 + j 7.338 \text{ volt. L-N}$$

$$\text{Reg}_4 = \frac{22.000 - 21.183}{22.000} \times 100 = 3.71 \%$$

$$E_6 = E_4 - I_{64} Z_{64} = 9.784 + j 7.338 - 145 - j 439 = 9.639 + j 6.899$$

$$E_6 = 11.853 \text{ volt. L-N} = 20.530 \text{ volt. L-L}$$

$$\text{Reg}_6 = \frac{22.000 - 20.530}{22.000} \times 100 = 6.68 \%$$

$$E_5 = E_4 + I_{45} Z_{45} = 9.784 + j 7.338 + 179 + j 541$$

$$E_5 = 9.963 + j 7.879$$

$$E_3 = E_5 - I_{53} Z_{53} = 9.963 + j 7.879 - 210 - j 642 = 9.753 + j 7.237$$

$$E_3 = 12144 \text{ volt. L-N} = 21.010 \text{ volt. L-L}$$

$$\text{Reg}_3 = \frac{22.000 - 21.010}{22.000} \times 100 = 4.5 \%$$

Pérdidas de potencia.

$$\text{Subestación N° 4 : } I_4 = 271 \text{ A}$$

$$E_4 = 9.784 + j 7.338 \text{ volt.}$$

$$\text{Pot} = 3 \times 271 (9.784 + j 7.338) = 7.954 + j 5.966$$

$$\text{Pot} = 9.943 \text{ kVA} ;$$

$$\text{Subestación N}^\circ 6 : I_6 = 280 \text{ A}$$

$$E_6 = 9.639 + j 6.899 \text{ volt.}$$

$$\text{Pot} = 3 \times 280(9.634 + j 6.899) = 7.893 + j 5.795$$

$$\text{Pot} = 9.792 \text{ kVA}$$

$$\text{Subestación N}^\circ 3 : I_3 = 433 \text{ A}$$

$$E_3 = 9.753 + j 7.234 \text{ volt.}$$

$$\text{Pot} = 3 \times 433(9.753 + j 7.234) = 12.669 + j 9.400$$

$$\text{Pot} = 15.775 \text{ kVA}$$

Potencia generada en Subestación N^o 5 :

$$I_5 = 986 \text{ A}$$

$$E_5 = 9.963 + j 7.879 \text{ volt.}$$

$$\text{Pot} = 3 \times 986(9.963 + j 7.234) = 29.410 + j 23.258$$

$$\text{Pot} = 37.495 \text{ kVA}$$

Pérd. Potencia = Pot gen - Pot Subestaciones =

$$\text{Pér. Potén} : 29.410 + j 23.258 - (28.516 + j 21.161)$$

$$\text{Pér. Potén} = 894 + j 2.097$$

$$\text{Pérd. Potén} = (\text{Kw}) = 894$$

$$\text{Pérd. Potén} = (\%) = \frac{894}{29.410} \times 100 = 3\%$$

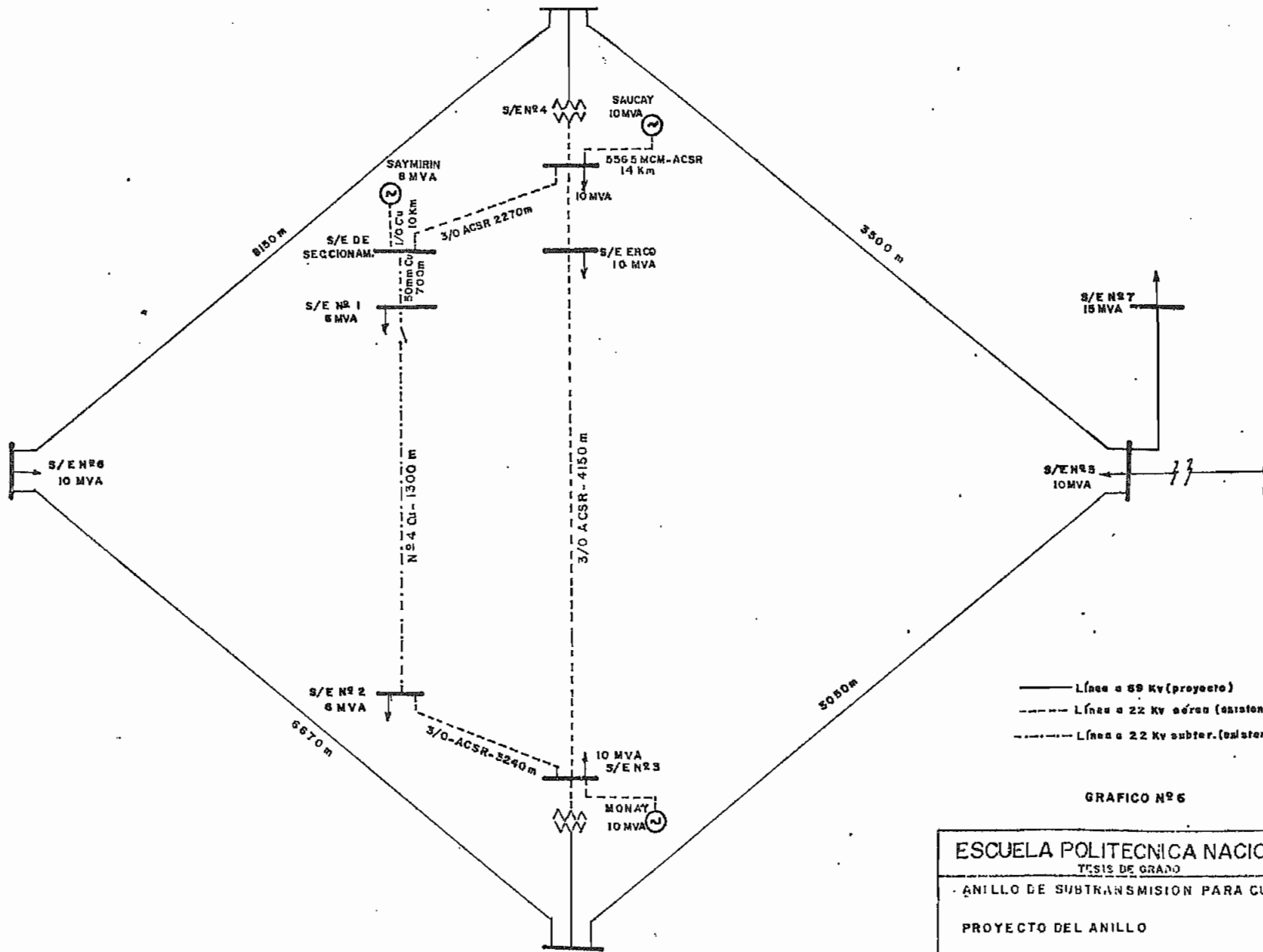


GRAFICO Nº 6

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
TESIS DE GRADO	
ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA C...	
PROYECTO DEL ANILLO	
DISEÑO H. PEÑAFIEL	ESCALA
DIBUJO H. PEÑAFIEL	FECHA - ENERO -

Los resultados para los otros calibres de conductores y voltajes se resumen en el siguiente cuadro :

VOLTAJE	CONDUCTOR AWG - NCM	I ₄	I ₆	I ₃	I _T	FLUJO DE CORRIENTE (A)				REG. DE VOLTAJE (%)			PERDIDAS D
						I ₅₋₄	I ₄₋₆	I ₅₋₃	I ₃₋₆	R ₄	R ₆	R ₃	KW
22	477	271	280	433	984	416	145	568	135	3.71	6.68	4.5	894
22	336	271	290	437	988	415	144	571	134	3.87	7.26	4.7	910
22	266.8	279	285	442	1006	426	147	580	138	4.88	9.00	5.7	1451
34.5	266.8	171	176	273	620	262	91	358	85	1.82	3.36	2.22	490
34.5	4/0	171	174	275	620	261.5	90.5	358.5	83.5	2.17	3.91	2.67	630
34.4	3/0	172	175	276	623	263	91	360	90	2.48	4.41	2.96	738
69	3/0	84	84	134	302	129	45	173	39	0.6	1.2	0.85	179
69	2/0	84	85	136	305	128.3	44.3	176.7	40.7	0.73	1.32	0.88	247
69	1/0	84	85	135	304	127.5	43.5	176.5	41.5	0.84	1.52	1.02	295

La selección del voltaje y del calibre de los conductores más convenientes se lo hizo mediante el método conocido como la Ley de Kelvin que consiste en determinar el mínimo costo de operación que corresponde al voltaje y calibre de los conductores más apropiados. El costo de operación se descompone en costos fijos (interés y depreciación) y costos variables (costos de energía perdida.).

Se consideran 3 voltajes de comparación: 22 kV, 34.5 KV y 69 kV y tres conductores para cada voltaje.

Pérdidas de potencia y energía. - Para determinar las pérdidas de potencia se determinará la diferencia de la potencia generada y la potencia absorbida por ca

da subestación. Así mismo se calculó la pérdida de potencia en porcentaje.

Las pérdidas anuales de energía se determinaron mediante el " método de las horas equivalentes " que consiste en determinar un factor denominado factor de pérdidas (f_p) partiendo del factor de carga del sistema (f_c) mediante la fórmula .

$$F_p = 0.3 f_c + 0.7 f_c^2$$

Para un factor de carga de 51 % :

$$F_p = 0.3 \times 0.51 + 0.7 \times 0.51^2 = 0.33507$$

Luego determinamos las horas equivalentes heq.

$$heq = N^{\circ} \text{ horas del año} \times F_p$$

$$heq = 8.760 \times 0.33507 = 2.935 \text{ horas}$$

$$\text{Pérdidas anuales} = \text{Pérd.máxima.pot} \times heq.$$

Por ejemplo, para una pérdida de 894 Kw, las pérdidas anuales correspondientes serán :

$$P. \text{ anuales} = 894 \times 2.935 = 2.624 \text{ Kwh.}$$

Pérdidas de voltaje. - Se determinaron mediante la diferencia entre el voltaje obtenido en cada subestación del estudio de flujo de corrientes en las condiciones más desfavorables (Subestación N° 6), con alimentación desde la Subestación N° 5.

Determinación de costos. -

Conductores : Los precios de los conductores se tomaron de una oferta presentada a la Empresa Eléctrica Cuenca con los siguientes valores :

Aluminio = 1.095 USA \$/ Tonelada

Acero = 820 USA \$/ Tonelada

SELECCION DEL VOLTAJE Y DEL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES

VOLTAJE (KV)		CONDUCTOR				PERDIDAS DE POTEN. Y EFICIENCIA			REGULACION DE VOLT.(%)		COSTO					I N I C I A L \$.		COSTO ANUAL DE OPERACION \$/	
L-L	L-N	CALIBRE AWS-MCM	R(L/KM)	X(T/KM)	F(M/KM)	PESO TALA(KG)	POTEN. (%)	ENERGIA ANUAL(MWH)	DE VOLT.(%)	CONDUCT.	TRANSFORM.	DISYUNT.	PARARRAY.	ALISLADOR.	TOTAL	INTERES %	DEPRECIACION 25 AÑOS	COSTO ANUAL DE OPERACION \$/	TOTAL
22	12.70	477	0.1118	0.3718	0.320	61.419	3.00	2.624.077	5.68	1.548.151	3.860.000	2.114.000	32.100	370.062	7.924.313	475.459	316.972	656.019	1.448.450
22	12.70	336.4	0.1727	0.3648	0.369	43.306	3.10	2.671.041	7.26	1.091.648	3.860.000	2.114.000	32.100	370.062	7.467.810	448.068	298.712	667.760	1.414.540
22	12.70	266.8	0.2188	0.3940	0.415	34.360	4.80	4.258.989	9.00	866.156	3.860.000	2.114.000	32.100	370.062	7.242.318	434.539	289.693	1.064.747	1.788.979
34.5	19.92	266.8	0.2188	0.394	0.4054	34.360	1.66	1.438.253	3.36	866.156	4.632.000	2.440.000	57.600	508.740	8.504.496	510.270	340.180	359.563	1.210.013
34.5	19.92	470	0.2765	0.420	0.4733	27.247	2.14	1.849.182	3.91	685.695	4.632.000	2.440.000	57.600	508.740	8.324.035	499.442	332.961	462.295	1.294.698
34.5	19.92	370	0.2480	0.430	0.5364	21.603	2.50	2.166.185	4.41	543.643	4.632.000	2.440.000	57.600	508.740	8.181.983	490.919	327.279	541.546	1.359.744
69	39.84	370	0.3480	0.492	0.574	21.603	0.62	525.403	1.20	543.643	5.326.800	2.770.000	115.200	2.422.035	11.117.678	670.661	447.107	131.351	1.249.118
69	39.84	270	0.4390	0.505	0.652	17.142	0.84	724.997	1.32	431.572	5.326.800	2.770.000	115.200	2.422.035	11.065.407	663.924	442.616	181.249	1.286.789
69	39.84	170	0.552	0.510	0.7076	13.602	1.02	865.887	1.52	342.287	5.326.800	2.770.000	115.200	2.422.035	10.976.322	658.579	439.053	216.472	1.314.104

Transformadores, disyuntores y pararrayos con precios obtenidos de ofertas presentadas a INECEL.

Aisladores.- Para el cálculo del costo de los aisladores consideramos las siguientes hipótesis :

- Suponemos un vano promedio de 100 m
- Retenciones cada 10 vanos (1.000 m)
- Para 22 KV y 34.5 KV las estructuras tangentes con aisladores tipo pin, y para 69 KV cadenas de 5 aisladores de 10' x 5 3/4"
- Las retenciones para 22 KV con cadenas de 2 aisladores y para 34.5 KV con 3 aisladores tipo campana.
- Los aisladores tipo pin para 22 kV tienen un costo de USA \$ 4.6 y para 34.5 kV USA \$ 5.81
- Los aisladores de suspensión incluidos accesorios tienen un costo de USA \$.9.23.

Intereses.- Los intereses anuales (rentabilidad del sistema) se calcularon con un índice del 6%

Depreciación.- Para la determinación de la depreciación anual de las líneas se consideró una vida media de 25 años.

Costo de energía perdida.- La energía perdida tiene un costo de S/ 0.25 el kWh, que es el costo actual a nivel de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Cuenca.

Conclusiones.- Del cuadro adjunto podemos determinar las siguientes conclusiones:

- a).- El voltaje más conveniente desde el punto de vista económico es de 34.5 kV con un calibre de conductores de

266.8 MCM, que nos da un costo anual de operación de \$ 1210.013, una regulación de voltaje de 3.36 % y un porcentaje de pérdidas de 1.66 %.

b).- El 2º voltaje más conveniente es el de 69 KV con un conductor de calibre 3/0 que nos determina una regulación de voltaje de 1.20% y un porcentaje de pérdidas de 0.62% con un costo anual de operación de \$ 1.249.118.

Recomendaciones.- A pesar de que el voltaje de 34.5 KV es más económico, la diferencia del costo anual de operación es de apenas \$ 39.105 o sea un 3.2% más. Esta pequeña diferencia no es determinante en la selección de alternativa más conveniente siendo por lo tanto las características técnicas las que se deben considerar.

Desde este punto de vista tenemos los siguientes valores:

Voltaje	Conductor	Reg.de Voltaje	Pérdidas	Pérd.anuales
KV	AWG o MCM	%	%	Kwh
34.5	266.8	3.36	1.66	1.438.253
69	3/0	1.20	0.62	543.643

De acuerdo a estos valores es más conveniente el voltaje de 69 KV con el conductor de calibre Nº 3/0 AWG.

Otro factor importante que debemos tomar en cuenta es el asunto de normalización de voltajes en el país que aconseja utilizar 69 KV para líneas de subtransmisión.

3.2.- SISTEMAS DE PROTECCION.-

3.2.1.- FLUJO DE POTENCIA.-

Introducción.- Es de gran importancia el estudio de los flujos de carga para determinar el funcionamiento óptimo de un sistema de energía y para la planificación de las ampliaciones. La información que se obtiene de un estudio de flujo de carga es normalmente, el voltaje de cada barra y las potencias real y reactiva de cada línea.

Un estudio de flujo de carga se hacen eficientemente en un analizador de c.a.

Datos necesarios para el estudio de flujo de potencia.-

El punto de partida para realizar un estudio de flujo de cargas es en primer lugar un diagrama unifilar del sistema. Los cálculos se efectúan en "por ciento" y se necesitan las impedancias de las líneas y las admitancias en paralelo. Esta información y los valores de las impedancias de los transformadores, valores nominales de los condensadores en paralelo y las tomas (taps) de los transformadores, hacen posible la interconexión del analizador de redes, excepto, por lo que se refiere a los generadores y las cargas.

Las condiciones de funcionamiento deben siempre elegirse para cada estudio. En toda barra, excepto en una deben especificarse la potencia real de la red. Además en estas barras, hay que especificar la potencia reactiva de la red o el valor de la tensión en las barras de los generadores, por más que a veces se especifique la potencia reactiva de los generadores.

La única barra en la que no se especifica la potencia real se denomina barra oscilante y es generalmente una barra a la cual está conectado un generador. La potencia que entra en un sistema no puede fijarse por anticipado ya que no se conocen las pérdidas hasta que el estudio se haya terminado.

Los generadores de la barra oscilante suministran la diferencia entre la potencia real especificada, que entra al sistema por las otras barras y la salida total del sistema, más las pérdidas. En la barra oscilante se especifica la tensión, con su ángulo respectivo. Las lecturas de potencia real y reactiva en esta barra son una parte de la solución del problema.

Flujo de Potencia en el analizador de redes.-

En la preparación del analizador de redes, el primer paso es la interconexión de los componentes para representar el sistema. Después, las unidades de línea se ajustan a los valores adecuados de resistencia, reactancia y susceptancia. Los autotransformadores se ajustan con arreglos a las posiciones preliminares, pudiendo ser reajustados para conseguir las condiciones de funcionamiento deseadas. Las unidades de carga se ajustan a los valores de resistencia y reactancia para conseguir la carga especificada para una tensión dada. La tensión en cada unidad de carga se mantiene frecuentemente constante por ajuste de transformadores auxiliares conectadas a cada unidad, de modo que no sea necesario cambiar la resistencia y la reactancia de cada unidad si la tensión en la barra de la carga difiere de aquella para la cual se ajustaron inicialmente para proporcionar a la carga las potencias activas deseadas.

A una de las máquinas generadoras se las considera como má

cia real especificadas. La tensión en la barra oscilante se man
tiene en el valor deseado. Por regla general, el ajuste inicial
lleva un tiempo considerable, ya que cada variación que se efec
túe para conseguir las condiciones deseadas en una barra cualquie
ra afecta a los valores de las correspondientes magnitudes en
las otras barras. Hasta alcanzar las condiciones de funcionamiento
deseadas, es preciso realizar ajustes en cada generador y en
cada carga. Si se quiere, puede realizarse ajustes también en
las condensadores en paralelo y en los taps de los transformadores.
Las tensiones en las barras y la potencia se leen en los
instrumentos y se anotan ordinariamente en los puntos correspondientes
del diagrama unifilar. La ubicación de los condensadores,
ajuste y posición de los autotransformadores se hacen también.

Se puede introducir refinamientos, tales como mantener auto
máticamente una potencia real y constante ya sea la potencia
reactiva o el valor de la tensión cuando se hacen los estudios,
para ello se usan servomotores o circuitos de realimentación.

Flujo de potencia para el sistema Cuenca.-

Para realizar el estudio de flujo de carga para el sistema
Cuenca se consideraron tres condiciones probables:

1^a Condiciones iniciales, año 1.980, con una demanda máxima de
21.959 Kw.

Capacidad de generación :	Saymirín	: 80 MVA
	Saucay	: 10 MVA
	Monay	: 19 MVA (Emergencia,
	Paute	: 500 MVA

Las cargas concentradas en las diferentes subestaciones :

Carga	MVA	f.de.p.	Mw	MVAR
L ₁	4.0	0.9	3.6	1.74
L ₂	4.0	0.9	3.6	1.74
L ₃	5.0	0.8	4.0	3.0
L ₄	6.0	0.9	5.4	2.61
L ₅	4.0	0.9	3.6	1.74
L ₆	4.0	0.9	3.6	1.74
L _E	5.0	0.8	4.0	3.0

Las subestaciones tendrán los siguientes transformadores :

Nº 5 : 1 transformador de 40 MVA 138/69 KV

Nº 3 : 1 transformador de 10 MVA 69/22 KV

Nº 4 : 1 transformador de 10 MVA 69/22 KV

La línea Faute-Cuenca se hará con un solo circuito.

2ª - Condiciones iniciales, año 1.980, con las mismas condiciones anteriores pero sin la entrada de la Central Paute, Monay trabajando para suplir la potencia.

3ª - Condiciones finales, año 1.990, con una demanda máxima de 50.000 Kw.

Capacidad de generación :

Saymirín	:	80 EVA
Saucay	:	10.0 MVA
Monay	:	19.0 MVA (Emergencia)
Paute	:	500 MVA

Carga		MVA	f.de.p.	Mw	MVAR
L ₁	=	5	0.9	4.5	2.18
L ₂	=	5	0.9	4.5	2.18
L ₃	=	8	0.8	6.4	4.8
L ₄	=	8	0.9	7.2	3.48
L ₅	=	8	0.9	7.2	3.48
L ₆	=	8	0.9	7.2	3.48
L ₇	=	8	0.8	6.4	4.8
L _{PI}	=	12	0.8	9.6	7.2

Las subestaciones tendrán los siguientes transformadores :

Nº 5 : 2 transformadores de 40 MVA, 138/69 KV

Nº 3 : 2 transformadores de 10 MVA, 69/22 KV

Nº 4 : 2 transformadores de 10 MVA, 69/22 KV

En la línea Paute-Cuenca se construirá el 2º circuito.

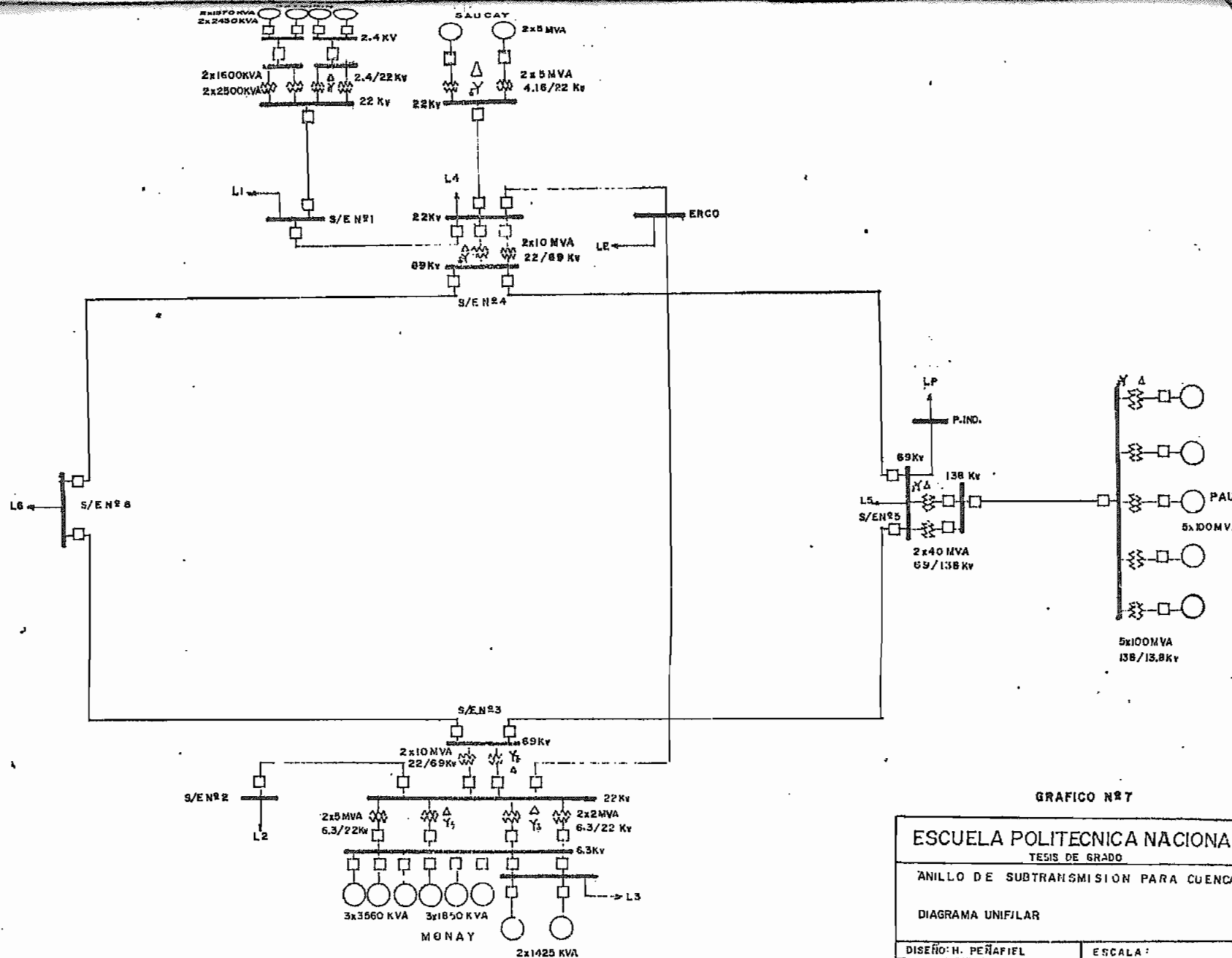
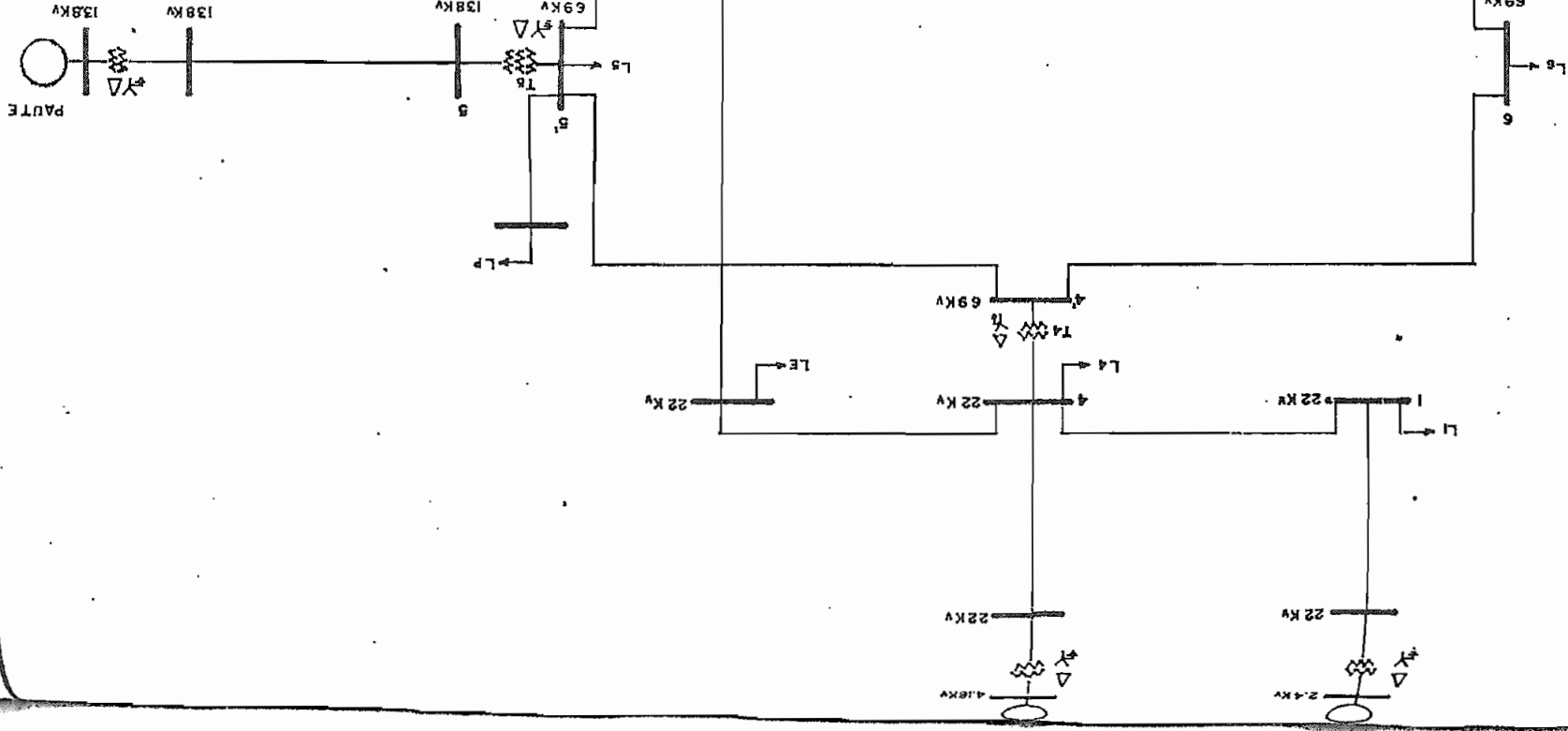


GRAFICO N°7

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL TESIS DE GRADO	
ANILLO DE SUBTRANSMISIÓN PARA CUENCA	
DIAGRAMA UNIFILAR	
DISEÑO: H. PEÑAFIEL	ESCALA:
DIBUJO: H. PEÑAFIEL	FECHA: MARZO 75

GRAFICO N° 8



Cálculo de las constantes eléctricas del sistema.-

GENERADORES :	GRUPO 1	GRUPO 2
CENTRAL SAYMIRIN		
Nº de generadores	2	2
Capacidad nominal del generador (KVA)	1570	2450
Factor de potencia	0.8	0.8
Tensión nominal (v)	2300	2300
Frecuencia (cps)	60	60
RPM	720	600
WR^2 (Kg - m ²)	3612	3974
Reactancias de % (En su propia base)		
X_d	115	115
$X'd$	32	32
$X''d$	30	22.4
X_2	24	24
X_o	14.6	9.34

Calculamos las reactancias en una base de 20 MVA

$$KVA_b = 20.000$$

$$KV_b = 2.3$$

$$X = \frac{20.000}{1570} X = 12.74 X\% \text{ (Grupo 1)}$$

$$X = \frac{20.000}{2450} X = 8.163 X\% \text{ (Grupo 2)}$$

Reactancias equivalentes :- (En 20.000 KVA_b)

Reactancias	GRUPO 1		GRUPO 2		TOTAL
	1 Gen	2 Gen	1 Gen	2 Gen	
X _d	1465	732.5	938.7	469.4	286.2
X' _d	407.7	203.8	261.2	130.6	79.0
X'' _d	445.9	222.9	182.9	91.4	64.8
X ₂	305.8	152.9	195.9	97.9	59.68
X ₀	186.0	93.0	76.24	38.12	27.04

CENTRAL MONAY	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Nº de generadores	3	2	3
Capacidad nominal (KVA)	1875	1425	3560
Factor de potencia	0.8	0.8	0.8
Tensión nominal (v)	6.300	6.300	6.300
Frecuencia (cps)	60	60	60
RPM	400	400 (1)	400 (1)
WR ² (Kg - m ²)	6421	5000 (1)	10.000(1)

Reactancias en % (En su propia base)

X _d	110	110 (1)	125 (1)
X' _d	37	30 (1)	30 (1)
X'' _d	35	25 (1)	25 (1)
X ₂	28	25 (1)	25 (1)
X ₀	19.0	7 (1)	7 (1)

$$KVA_b = 20.000$$

$$KV_b = 6.3$$

$$X = \frac{20.000}{1875} \quad X = 10.66 \text{ } \times \text{ } \% \text{ (Grupo 1)}$$

$$X = \frac{20.000}{1425} \quad X = 14.03 \text{ } \times \text{ } \% \text{ (Grupo 2)}$$

$$X = \frac{20.000}{3560} \quad X = 5.62 \text{ X \% (Grupo 3)}$$

Reactancias equivalentes en % (En 20.000 KVA_b)

	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		TOTAL
	1 Gen	3 Gen	1 Gen	2 Gen	1 Gen	3 Gen	
X _d	1172.6	390.9	1543.3	771.7	702.5	234.2	123.1
X' _d	394.4	131.5	420.9	210.5	168.6	56.2	33.17
X'' _d	373.1	124.4	350.7	175.4	140.5	46.8	28.48
X ₂	298.5	99.5	350.7	175.4	140.5	46.8	26.94
X ₀	202.5	67.5	98.2	49.1	39.3	13.1	8.97

(1) Valores promedio obtenidos de tablas a falta de información.

CENTRAL SAUCAY

Nº de generadores	2
Capacidad nominal (KVA)	5000
Factor de potencia	0.8
Tensión nominal (v)	4.160
Frecuencia (cps)	60
RPM	720
WR ² (Kg - m ²)	5615

Reactancias en % (En su propia base)

X _d	100
X' _d	35
X'' _d	30
X ₂	50
X ₀	7

$$KVA_b = 20.000$$

$$KV_b = 4.160$$

$$X = \frac{20.000}{5000} \quad X = 4 \text{ X } \%$$

Reactancias en % (En 20.000 KVA_b)

	1 Gen	2 Gen
X _d	400	200
X' _d	140	70
X'' _d	120	60
X ₂	200	100
X ₀	28	14

CENTRAL PAUTE

Nº de generadores	5
Capacidad nominal (KVA)	100.000
Factor de potencia	0.8
Tensión nominal (v)	13.800
Frecuencia (cps)	60
RPM	400
H (MJ / MVA)	5

Reactancias en % (En su propia base)

X _d	125
X' _d	30
X'' _d	30
X ₂	48
X ₀	19

$$KVA_b = 20.000$$

$$KV_b = 13.8$$

$$X_{\%} = \frac{20.000}{100.000} X = 0.2 X$$

Reactancias en % para $KVA_b = 20.000$

	1 Gen	2 Gen
X_d	25	5
$X'd$	6	1.2
$X''d$	6	1.2
X_2	9.6	1.92
X_0	3.8	0.76

SUBESTACIONES :

Ubicación : Saymirín	Grupo 1	Grupo 2
Nº de transformadores	2	2
Capacidad de cada transformador (KVA)	1600	2450
Número de devanados	2	2
Relación nominal	2.4/22	2.4/22
Taps	$\pm 5 \%$	$\pm 5 \%$
Conexión	YD5	YD5
Z % (en su propia base)	6.8	4.5

$$KVA_b = 20.000$$

$$KV_b = 2.3$$

$$Z\% (1) = \frac{20.000}{1600} \cdot \left(\frac{2.4}{2.3} \right)^2 \cdot Z = 13.61 Z\%$$

$$Z\% (2) = \frac{20.000}{2450} \cdot \left(\frac{2.4}{2.3} \right)^2 \cdot Z = 8.88 Z\%$$

Impedancia en % (En 20.000 KVA_b)

GRUPO 1		GRUPO 2		Total
1 T	2 T	1 T	2 T	
92.55	46.27	39.96	19.98	13.95

Ubicación : Monay	Grupo 1	Grupo 2
Nº de transformadores	2	2
Capacidad de cada transformador (KVA)	2.000	5.000
Número de devanados	2	2
Relación nominal	6.3/22	6.3/22
Taps	± 5 %	± 5 %
Conexión	YD5	YD5
Z (%)	6.75%	6.0% (1)
	5.74	5.1

$KVA_b = 20.000$

$KV_b = 2.3$

$Z\% = \frac{20.000}{2.000} = 10 Z\% \text{ (Grupo 1)}$

$Z\% = \frac{20.000}{5.000} = 4 Z\% \text{ (Grupo 2)}$

GRUPO 1		GRUPO 2		Total
1 T	2 T	1T	2 T	
67.5	33.75	24	12	8.85

(1) Valores de tablas a falta de información.

ubicación : Saucay

nº de transformadores	2
Capacidad de cada transformador (KVA)	5.000
Número de devanados	2
Relación nominal	4.16/22
Conexión	DY5
Z(%)	6 % (1)

$$KVA_b = 20.000$$

$$KV_b = 4.16$$

$$Z(\%) = \frac{20.000}{5.000} Z = 4 Z$$

1 T	2 T
24	12

(1) Valores obtenidos en tablas a falta de información.

Ubicación : Subestación Nº 5

Nº de transformadores :	2 (uno en 1.980 y dos en 1.990)
Capacidad de cada transformador (KVA)	40.000
Número de devanados	2
Relación nominal (KV)	138/69
Taps	± 5 %
Conexión	DY5
Z%	8 (En su propia base)

$$Z\% = \frac{20.000}{40.000} \cdot 8 = 4 \text{ (En } 20.000 \text{ KVA}_b \text{)}$$

Para dos transformadores $Z = 2\%$

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS Y SELECCION DE CIRCUITOS

UBICACION	LONGITUD Km	CALIBRE AWG o MCM	MATERIAL	VOLTAJE KV	UNIDAD		IMPEDANCIAS DE LAS LINEAS						OBSERVACION
					Zi	Zo	Sec. Post. Zi (%)	Zi Corregida	Zi Seleccionada	Sec. Cero. Zo (%)	Zo Corregida	Zo Seleccionada	
S/EN#4-S/EN#6	8.15	3/0	ACSR	69	55	19	1.54+j1.94	1.26+j1.94	1.2+j1.94	2.54+j5.965	2.12+j5.965	2.2+j5.96	
S/EN#6-S/EN#3	6.67	3/0	ACSR	69	56	21	1.258+j1.588	1.0+j1.588	1.0+j1.6	2.08+j4.88	1.7+j4.88	1.8+j4.88	
S/EN#3-S/EN#5	3.05	3/0	ACSR	69	57	22	0.575+j0.726	0.348+j0.726	0.4+j1.0	0.951+j2.232	0.668+j2.232	0.6+j2.23	
S/EN#5-S/EN#4	3.5	3/0	ACSR	69	58	20	0.66+j0.833	0.429+j0.833	0.4+j1.0	1.09+j2.562	0.795+j2.562	0.8+j2.56	
S/EN#4-S/EN#1	2.27	3/0	ACSR	22	59	51	4.211+j5.074	3.823+j5.074	3.8+j5.07	5.87+j17.55	5.02+j17.55	5.0+j17.5	
S/EN#4-ERCO	1.4	3/0	ACSR	22	60	13	2.597+j3.129	2.281+j3.129	2.2+j3.1	3.62+j10.82	3.02+j10.82	3.0+j10.8	
ERCO-S/EN#3	3.79	3/0	ACSR	22	61	-	7.143+j8.606	6.628+j8.606	6.6+j8.6	7.8+j29.7	6.12+j21.26	-	
S/EN#3-S/EN#2	4.50 3.0	3/0	ACSR	22	62	-	8.415+j10.14	7.84+j10.14	7.8+j10.1	11.6+j34.79	7.25+j25.05	-	
S/EN#5-S/EN#4	2.0	3/0	ACSR	69	63	23	0.377+j0.473	0.159+j0.473	0.2+j0.0	5.17+j15.46	4.39+j15.46	4.4+j15.4	
SAYMIRW-S/EN#1	10.0	1/0	COBRE	22	64	15	12.35+j17.35	10.9+j17.35	10.8+j17.4	25.7+j75.61	22.7+j75.61	22.6+j75.6	
PAUTE-S/EN#5	70.0	477.0	ACSR	138	66	25	0.4473+j0.932 0.895+j3.625	0.0+j0.932 0.349+j3.625	0.0+j1.0 0.4+j3.62	1.341+j2.796 2.913+j11.508	1.037+j2.796 2.6+j11.508	1.0+j2.8 2.6+j11.51	CONDIC. FINALES 15 CONDIC. INICIALES 15
SAUCAY-S/EN#4	14.1	266.8-Des.Cine	ACSR	22	29	52	6.275+j5.91	5.2+j5.91	5.2+j5.9	18.61+j17.73	17.95+j17.73	18+j17.7	

GENERADORES

Ubicación	Unidad	X (%)	Mw	Mvar	Voltaje	Observaciones
SAYMIRIN	G6	64.8	6.4	4.8	2.3	
SAUCAY	G2	60.0	8.0	6.0	4.16	
MONAY	G4	28.5	15.3	11.5	6.3	Fuera de servicio (c. inic.)
PAUTE	G3	1.2			13.8	Suministra la Pot. necesaria

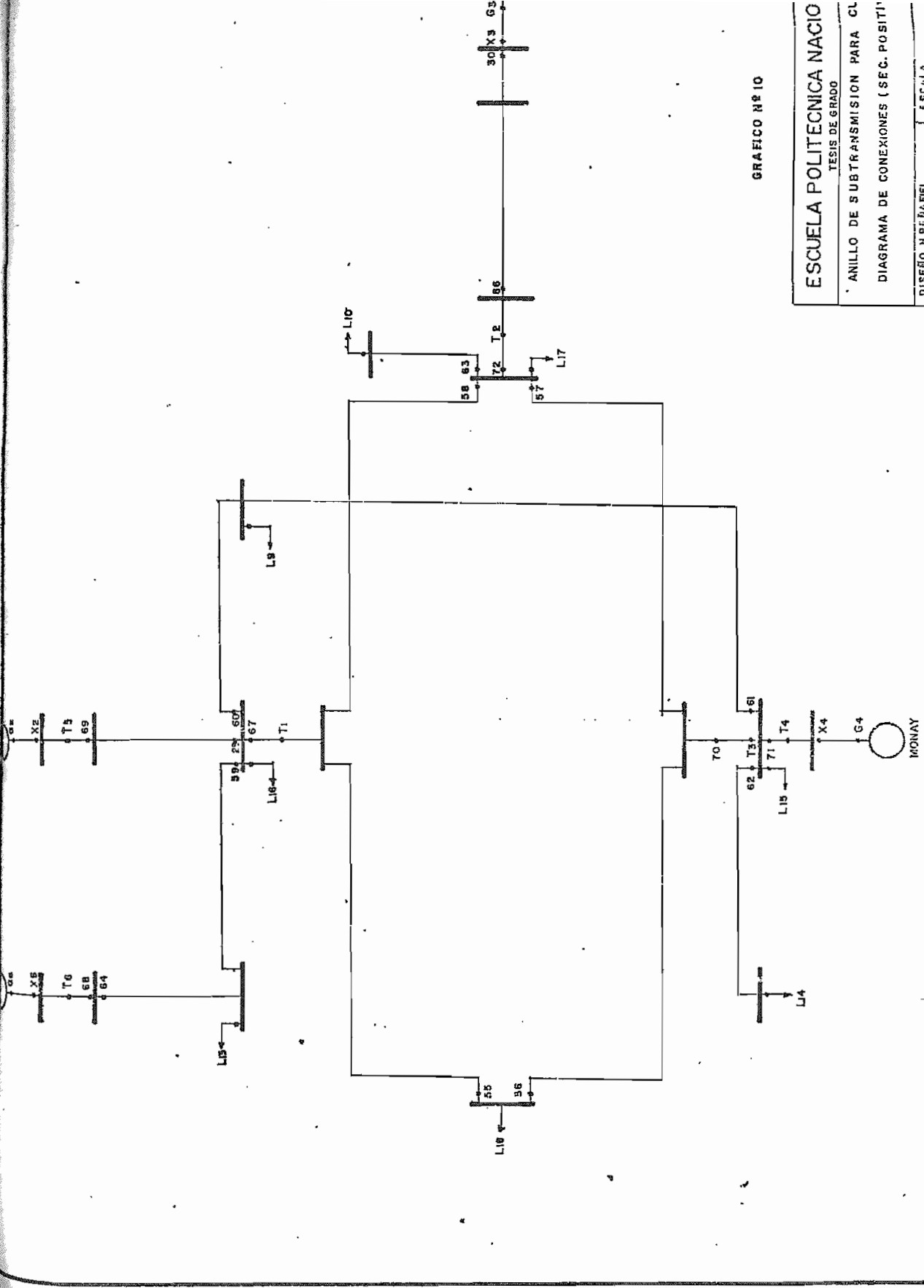
TRANSFORMADORES

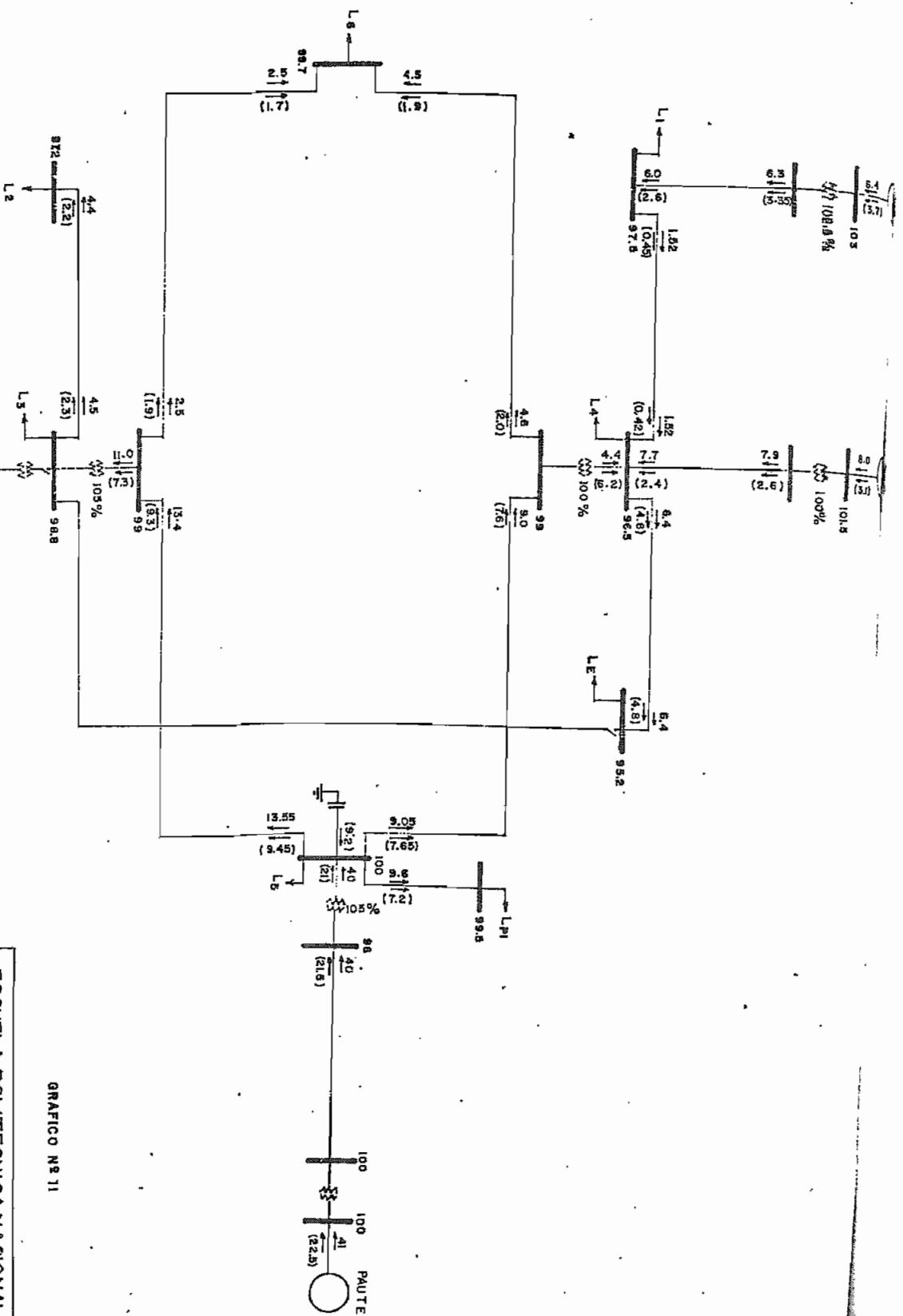
Ubicación	Potencia nominal (Mva)		Unidad		Reactancia		Relación de Transform.
	Inicial	Final	Reactancia	Autotransf.	Inicial	Final	
SAYMIRIN	6.1	6.1	68	T6	14	14	2.4/22
SAUCAY	10.0	10.0	69	T5	12	12	4.16/22
S/E # 4	10.0	20.0	67	T1	14	7	22/69
S/E # 3	10.0	20.0	70	T3	14	7	22/69
S/E # 5	40.0	80.0	72	T2	4	2	69/138
MONAY	14.0	14.0	71	T4	9	9	6.3/22
PAUTE	500	500	30	-	0.32	0.32	13.8/138

CARGAS

Ubicación	Unidad	Valores Reales				Valores (%) base				Voltaje Kv
		Inicial		Final		Inicial		Final		
		Mw	Mvar	Mw	Mvar					
S/E # 1	L13	3.6	1.74	4.5	2.2	18	8.7	22.5	11	22
S/E # 2	L14	3.6	1.74	4.5	2.2	18	8.7	22.5	11	22
S/E # 3	L15	3.2	2.4	6.4	4.8	20	15	32	24	22
S/E # 4	L16	4.0	3.0	7.2	3.5	27	13	36	17.4	22
S/E # 5	L17	2.7	1.3	7.2	3.5	18	8.7	36	17.4	69
S/E # 6	L18	2.7	1.3	7.2	3.5	18	8.7	36	17.4	69
ERCO	L9	4.0	3.0	6.4	4.8	20	15	32	24	22
P. IND.	L10	-	-	9.6	7.2	-	-	48	36	69

GRAFICO Nº 10





1.0=POT. ACTIVA, Mw
 (1.0)=POT. REACTIVA, Mvar

GRAFICO Nº 11

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
 TESIS DE GRADO
 ANILLO DE SUBTRANSMISIÓN PARA CUENCA
 FLUJO DE POTENCIA: CONDICIONES FINALES (1990)
 MONAY FUERA DE SERVICIO

DISEÑO HERNÁNDEZ ESCALA
 Dirección: H. PÉREZ
 FÉLIX ARRUI. 78

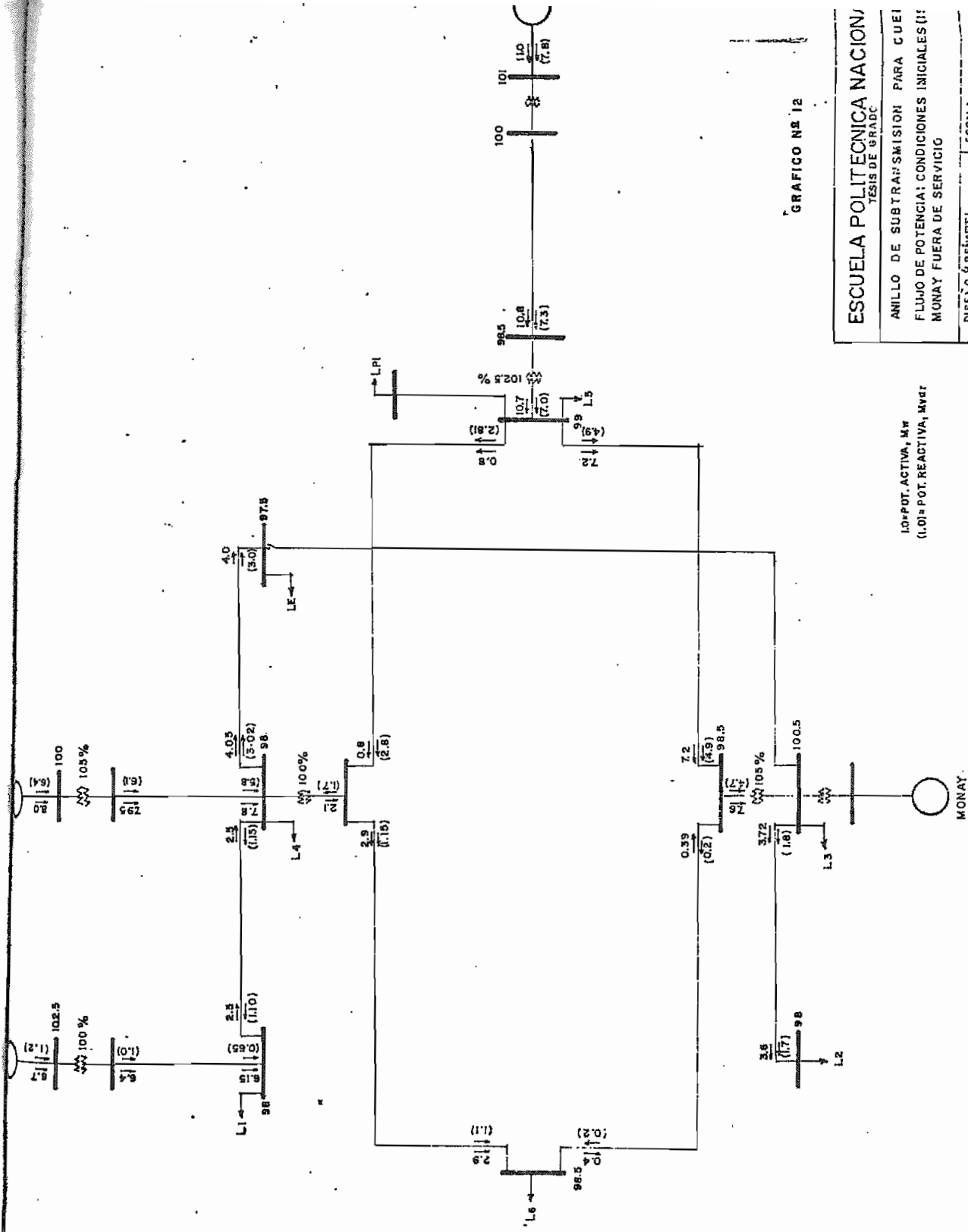


GRAFICO Nº 12

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
 TESIS DE GRADUACIÓN
 ANILLO DE SUBTRANSMISIÓN PARA CUEI
 FLUJO DE POTENCIA: CONDICIONES INICIALES (I)
 MONAY FUERA DE SERVICIO

10=POT. ACTIVA, MW
 (I,Q)=POT. REACTIVA, MVAR

DISEÑO: H. PENAFIEL
 DIBUJO: H. PENAFIEL
 ESCALA:
 FECHA: ABRIL 1975

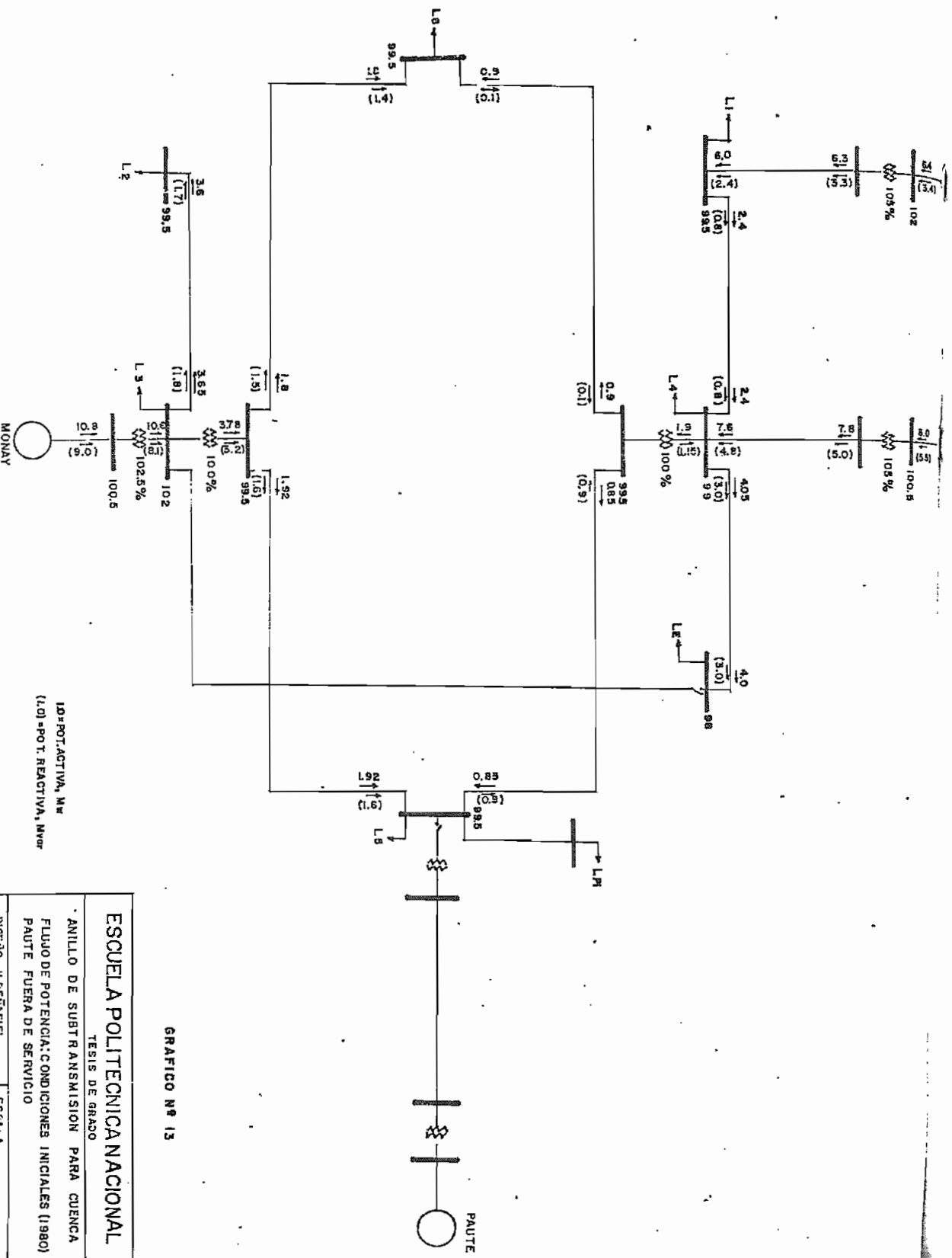


GRAFICO Nº 13

LD= POT. ACTIVA, Mw
 (LD) = POT. REACTIVA, Mvar

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

TESIS DE GRADO

ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA CUENCA

FLUJO DE POTENCIA: CONDICIONES INICIALES (1980)

PAUTE FUERA DE SERVICIO

DIRECTOR GENERAL	ESCUELA
DIBUJANTE	YFCA ABALL 75

Conclusiones :

El flujo de carga se realizó en primer lugar para las condiciones finales con el objeto de hacer los cambios necesarios si no se cumplieran los requerimientos de regulación de voltaje previstos. Así por ejemplo, la línea Saucay-Cuenca que está calculada con conductor de 477 MCM de ACSR, nos determina resultados de regulación de voltaje muy altos de tal manera que se cambió por una línea a doble circuito con conductores de 266.8 MCM de ACSR con lo que se mejoró notablemente esta situación.

También fué necesario, la ubicación de condensadores en los sitios donde la carga reactiva era muy alta. Se hicieron intentos en algunas barras obteniéndose los mejores resultados en la barra de la Subestación N°5 con un condensador que proporcione 9.2 MVAR. También los taps de los transformadores se pusieron en los valores indicados en los gráficos.

La regulación de voltaje en todas las barras está dentro de límites aceptables. El máximo valor se encuentra en la barra de la Subestación ERCO con 4.8 % de caída de tensión. Desde el punto de vista de la regulación de voltaje, en condiciones normales de operación, el calibre de los conductores seleccionados para las líneas de 69 KV es el correcto.

En condiciones iniciales, el flujo de potencia nos determina valores de regulación de voltaje menores que para las condiciones finales; aún en el caso de que no entre en servicio todavía la Central de Paute y Monay entregue la potencia necesaria.

Recomendaciones :

1.- Es necesario disminuir la impedancia de la línea Saucay-

Cuenca que esta prevista a construirse con conductor de 4/11 mm², ACSR simple circuito. Ya que un conductor de mayor sección resultaría muy pesado sería conveniente construirse en doble circuito.

2.- El equipamiento de la Subestación N^o5, con dos transformadores de 40 MVA cada uno no resulta muy económico ya que un gran período de tiempo van a trabajar con cargas bajas. Tal vez sería mejor transformadores de 20 MVA.

3.- La línea que une la Subestación N^o3 y la Subestación ERCO, a 22 KV, no es conveniente que trabaje cerrada, por dos razones: su capacidad máxima es de 10 MVA y en determinadas condiciones de operación puede superarse esta capacidad; en segundo lugar se comolica notablemente la coordinación de las protecciones. Convendría que trabaje abierta y se utilizaría solamente para casos de emergencia.

4.- El calibre de los conductores calculado, si bien nos da una regulación de voltaje dentro de límites aceptables en condiciones normales de operación, para condiciones de falla, con la salida de uno o más alimentadores, seguramente los valores de regulación subirán notablemente de tal manera que sería conveniente aumentar el calibre de los conductores.

3.2.2.- ESTUDIO DE FALLAS

Objeto.- Un estudio de fallas por cortocircuito nos permite, en primer lugar, determinar las características de los disyuntores para el seccionamiento del anillo y el aislamiento del sitio de la falla; en segundo lugar nos permite determinar las magnitudes de las corrientes de falla que circulan por los diferentes elementos del sistema para estimar el tiempo de operación de los relés que permitan despejar la falla antes que se produzcan daños graves.

Tipos de falla .- se entiende por falla a todo fenómeno que ocasione un funcionamiento anormal de una parte o de todo un sistema que cause daños en sus componentes y/o una interrupción en el suministro de energía.

En un sistema de potencia los elementos en donde se produce el más alto porcentaje de fallas son las líneas ya que son las más expuestas a los agentes exteriores.

Las fallas en las líneas se clasifican en simétricas y asimétricas.

Fallas simétricas.- Se presentan como una falla trifásica, con o sin conexión a tierra. Es la falla menos frecuente.

Fallas asimétricas.- Existen tres posibles fallas asimétricas :

- a) Línea - línea
- b) Línea - tierra
- c) Doble línea - tierra.

Método para el cálculo de fallas.- Existen dos métodos para calcular las corrientes

tes de falla: El método analítico, mediante cálculos de corrientes y voltajes y cuando se necesiten, ángulos de fase; y el método del analizador de redes. El primer método cuando se trata de sistemas complicados es muy laborioso.

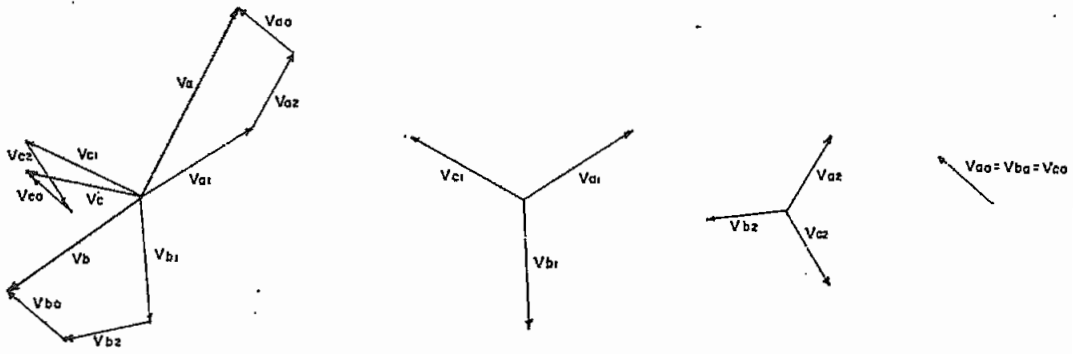
Para ambos métodos se utiliza el sistema de Componentes Simétricas que consiste en reducir un sistema trifásico desbalanceado de vectores en tres sistemas de vectores balanceados conocidos como componentes de secuencias : positiva, negativa y cero.

- 1.- Las componentes de secuencia positiva consisten en tres vectores, iguales en magnitud, desplazado 120° y rotando en la misma secuencia de fase que los vectores originales.
- 2.- Las componentes de secuencia negativa, formadas por tres vectores de igual magnitud, desplazados 120° y rotando en sentido contrario que los vectores originales.
- 3.- Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores iguales y en fase.

Las fases en un sistema se designan como a, b y c, de tal manera que la secuencia de fase de las componentes de secuencia positiva será "abc" y la de las componentes de secuencia negativa: "acb".

El conjunto de componentes simétricas se designa con el subíndice 1 a las componentes de secuencia positiva, 2 a las componentes de secuencia negativa y 0 a las componentes de secuencia cero. Los vectores originales pueden ser corrientes o voltajes.

Supongamos un sistema de vectores de voltajes V_a , V_b y V_c que se pueden descomponer en V_{a1} , V_{a2} , V_{a0} , V_{b1} , V_{b2} , V_{b0} , V_{c1} , V_{c2} , V_{c0} .



Como cada uno de los vectores originales es igual a la su ma de sus componentes, entonces:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (1)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

Es conveniente la introducción del concepto de un operador que determine la rotación de un vector un ángulo de 120° con el objeto de facilitar las operaciones con los vectores equilibra dos. Este operador se denomina "a" y tiene un valor de :

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866$$

Si se aplica este operador dos veces el vector girará 240° y si se aplica tres veces, 360° . O sea :

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ = 1$$

Componentes simétricas de valores asimétricos. - Cada uno

de los vec

tores simétricos puede expresarse como producto del operador a y las componentes V_a :

$$V_{b1} = a^{-1} V_{a1}$$

$$V_{c1} = a V_{a1}$$

$$V_{b2} = a V_{a2}$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (2)$$

$$V_{b0} = V_{a0}$$

$$V_{c0} = V_{a0}$$

Reemplazando en las ecuaciones (1) tenemos:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \quad (3)$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}$$

Despejando las componentes simétricas en función de los vectores originales tenemos:

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + a V_b + a^2 V_c) \quad (4)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2 V_b + a V_c)$$

En un sistema trifásico la suma de las corrientes de fase es igual a la corriente que retorna por el neutro, o sea:

$$I_a + I_b + I_c = I_n$$

Por lo tanto: $I_n = 3I_{a0}$.

Si no hay retorno por el neutro en un sistema trifásico,

I_n es cero y las corrientes de línea no tendrán componentes de secuencia cero.

Impedancias de secuencia y redes de secuencia.— La caída de tensión que se origina en una parte cualquiera de un circuito debido a la corriente de una secuencia determinada, depende de la impedancia que tal parte del circuito ofrezca para la corriente de dicha secuencia. La impedancia de una sección cualquiera de una

distinguida a la impedancia frente a la corriente de otra secuencia .

La impedancia de un circuito cuando por él circulan solamente corrientes de secuencia positiva se denomina impedancia positiva. Similarmente, si sólo existen corrientes de secuencia negativa la impedancia se denomina negativa y asimismo, para las corrientes de secuencia cero, impedancia de secuencia cero.

Las impedancias características de los diferentes elementos de un sistema varían en la siguiente forma:

Máquinas sincrónicas.- Existen tres valores de reactancias en las máquinas sincrónicas: X_d , reactancia sincrónica; X'_d , reactancia transitoria y X''_d , reactancia subtransitoria. Estos tres valores son necesarios para el cálculo de cortocircuitos en diferentes tiempos después de producida la falla. En general, para cálculos de cortocircuitos se utiliza la reactancia subtransitoria ya que nos determina el más alto valor de corriente inicial, que es un valor de importancia para determinar las características de los disyuntores y los relés de protección.

La reactancia de secuencia negativa es generalmente igual a la reactancia subtransitoria excepto en generadores con turbinas hidráulicas sin bobinas de amortiguamiento. La reactancia de secuencia cero es normalmente más pequeña que las otras.

Transformadores.- Las reactancias positiva y negativa de todos los bancos de transformadores son idénticas. La reactancia de secuencia cero tiene también el mismo valor excepto en el caso de transformadores trifásicos. La resistencia de las bobinas es despreciable para el cálculo

de las corrientes de cortocircuito. La reactancia de secuencia cero depende de la conexión de las bobinas y la conexión a tierra.

Líneas de transmisión.- Las reactancias de secuencia positiva y negativa son iguales. La reactancia de secuencia cero es necesariamente diferente ya que la corriente de secuencia cero retorna por tierra o por tierra y la línea de tierra, si existe.

Circuitos secuenciales.- En un sistema equilibrado o simétrico desde el punto de vista de la falla, las tres componentes secuenciales son independientes, por lo tanto, un sistema de potencia se puede representar por tres diagramas de secuencia, en cada uno de los cuales se consideran las componentes respectivas. Estos diagramas de nominados de secuencia positiva, de secuencia negativa y de secuencia cero consisten en un gráfico de una fase y el neutro, entre los cuales hay todos los elementos que nos interesan de acuerdo al problema particular que estemos considerando.

El circuito de secuencia positiva consiste en el voltaje de los generadores y las impedancias de los generadores, transformadores y líneas de transmisión.

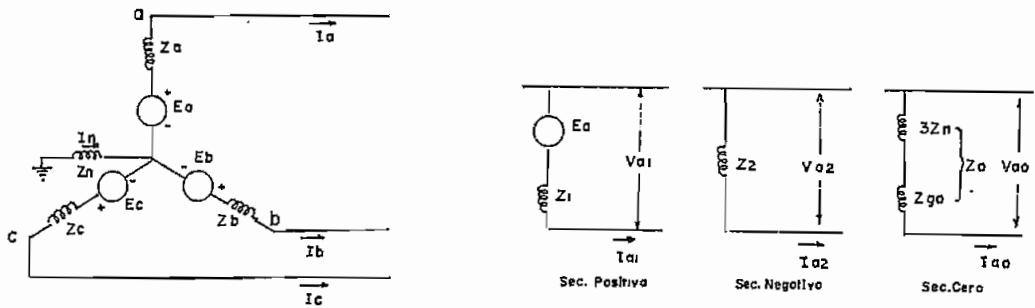
El circuito de secuencia negativa es similar al de secuencia positiva excepto por:

- a) No estará presente el voltaje de los generadores ya que se supone que estos generan un voltaje equilibrado y por lo tanto no hay componentes de secuencia negativa.
- b) La reactancia de secuencia negativa de los generadores puede ser diferente de la reactancia de secuencia positiva.

Asimismo, el circuito de secuencias cero es parecido al de secuencia negativa con dos excepciones :

- a) Las conexiones de los transformadores requieren consideraciones especiales; y
- b) Las impedancias de tierra tales como resistencias y reactores conectados entre el neutro de los generadores y transformadores y la tierra aparecen en este circuito con un valor igual a tres veces su valor real.

Redes de secuencia de un generador sin carga.-



$$V_{a1} = E_a - I_{a1} Z_1$$

$$V_{a2} = - I_{a2} Z_2$$

$$V_{ao} = - I_{ao} Z_o$$

La figura representa un generador sin carga puesto a tierra a través de una reactancia. Las redes de secuencia se representan de acuerdo a los siguientes requisitos:

- 1.- La red de secuencia positiva se representa como un generador que genera un voltaje E_a en serie con la reactancia de secuencia positiva del generador.
- 2.- La red de secuencia negativa solamente tiene la reactancia de secuencia negativa y sin ningun voltaje ya que se supone

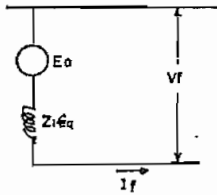
que el generador produce voltajes trifásicos equilibrados.

3.- La corriente que pasa por la impedancia Z_n del neutro es $3 I_{a0}$ de tal manera que la caída de tensión desde "a" hasta tierra es: $- 3 I_{a0} Z_n - I_{a0} Z_{g0}$, en donde Z_{g0} es la impedancia de secuencia cero del generador. Entonces:

$$Z_0 = 3 Z_n + Z_{g0}$$

Cálculo de las corrientes de falla.-

Falla simétrica.- Una falla simétrica es normalmente un cortocircuito trifásico. Debido al hecho de ser un sistema balanceado no existen las corrientes de secuencia negativa ni de secuencia cero. El método más utilizado es encontrar el circuito equivalente de Thevenin que consiste en una fuente de voltaje en serie con una impedancia equivalente vista desde el punto de la falla. Normalmente se usa la reactancia subtransitoria de los generadores



$$I_f = \frac{V_f}{Z_{1eq}}$$

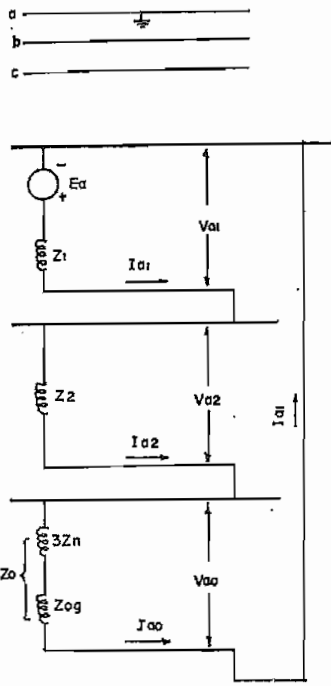
En donde:

I_f = corriente de falla

V_f = voltaje fase-neutro en el punto de la falla

Z_{1eq} = impedancia equivalente de secuencia positiva.

Falla línea - tierra.-



Ecuaciones de secuencia :

$$I_{a0} = (I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = (I_a + aI_b + a^2I_c)$$

$$I_{a2} = (I_a + a^2I_b + aI_c)$$

$$V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1$$

$$V_{a2} = - I_{a2}Z_2$$

$$V_{a0} = - I_{a0}Z_0$$

Condiciones para esta falla :

$$I_b = 0, I_c = 0 \text{ y } V_a = 0$$

$$\text{Entonces: } I_{a0} = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} I_a$$

$$\text{De donde : } I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$$

$$\text{y : } I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$\text{Entonces: } V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_a = E_a - I_{a1}Z_1 - I_{a1}Z_2 - I_{a1}Z_0$$

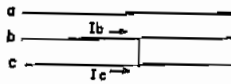
$$V_a = E_a - I_{a1}(Z_1 + Z_2 + Z_0) = 0$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$I_f = \frac{3E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Si las tres redes de secuencia se conectan como en el gráfico las corrientes y voltajes resultantes satisfacen las ecuaciones anotadas

Falla línea - línea. - Ecuaciones de secuencia:



$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c)$$

Condiciones para esta falla:

$$I_b = -I_c$$

$$I_a = 0$$

$$V_b = V_c$$

Entonces:

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_b)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_b)$$

Por lo tanto: $V_{a1} = V_{a2}$

De las ecuaciones: $I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2I_b + aI_c)$$

Luego: $I_{a0} = 0$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(-aI_c + a^2I_c)$$

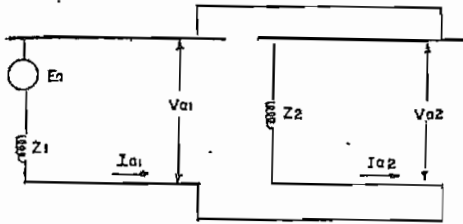
$$I_{a2} = \frac{1}{3}(-a^2I_c + aI_c)$$

Entonces: $I_{a1} = -I_{a2}$

Ya que no hay conexión a tierra en la falla:

$$I_{a0} = 0$$

$$V_{a0} = 0$$



De las ecuaciones : $V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1$,

$$V_{a2} = - I_{a2}Z_2 \text{ y}$$

$$V_{ao} = - I_{ao}Z_o :$$

$$E_a - I_{a1}Z_1 = I_{a1}Z_2$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

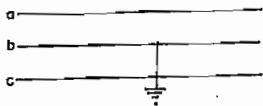
$$I_r = I_b = - I_c$$

$$I_f = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{ao}$$

$$I_f = (a^2 - a) I_{a1}$$

$$I_f = \frac{-j\sqrt{3} E_a}{Z_1 + Z_2}$$

Falla doble línea - tierra.- Condiciones para esta falla:



$$V_b = V_c = 0$$

$$I_a = 0$$

De las ecuaciones de secuencia:

$$V_{ao} = V_{a1} = V_{a2} = V_a$$

$$I_{a1} + I_{a2} + I_{ao} = I_a = 0$$

Por lo tanto :

$$I_{a2} = - \frac{V_{a1}}{Z_2}$$

$$I_{ao} = - \frac{V_{a1}}{Z_o}$$

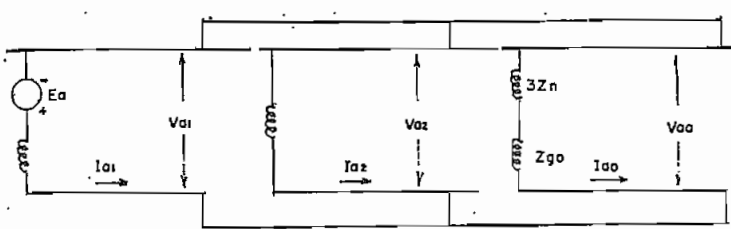
$$I_{a1} - V_{a1} \left(\frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_o} \right) = 0$$

$$I_{a1} - (E_a - I_{a1}Z_1) \left(\frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_0} \right) = 0$$

$$I_{a1} - E_a \left(\frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2} \right) + I_{a1} Z_1 \left(\frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2} \right) = 0$$

$$I_{a1} \left(1 + Z_1 \frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2} \right) = E_a \frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_2}$$

$$I_{a1} = \frac{E_a (Z_0 + Z_2)}{Z_0 Z_1 + Z_0 Z_2 + Z_1 Z_2}$$



$$I_{a2} = - I_{a1} \frac{Z_0}{Z_0 + Z_2}$$

$$I_{a0} = - I_{a1} \frac{Z_2}{Z_0 + Z_2}$$

Comparación de las diferentes corrientes de falla.-

Con el objeto de determinar el tipo de cortocircuito que produce mayor y menor corriente de falla compararemos los diferentes cortocircuitos con el cortocircuito trifásico.

a) Falla trifásica :

$$I_f = \frac{E_a}{Z_1} = I_{3\phi}$$

b) Falla línea - línea :

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} ; \text{ si } Z_1 = Z_2$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{2Z_1} = \frac{I_{3\phi}}{2}$$

$$I_{a2} = - \frac{I_{3\phi}}{2}$$

$$I_{a0} = 0$$

$$I_f = I_b = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2} = a I_{a1} + a^2 I_{a2} - (a - a^2) \frac{I_{3\phi}}{2}$$

$$I_f = (-0.5 - j \frac{\sqrt{3}}{2} + 0.5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}) \frac{I_{3\phi}}{2} = -j \frac{\sqrt{3}}{2} I_{3\phi}$$

c) Falla línea - línea - tierra :

$$I_{a1} = \frac{E_a(Z_0 + Z_2)}{Z_0 Z_1 + Z_0 Z_2 + Z_1 Z_2} = \frac{E_a(Z_0 + Z_1)}{Z_1 Z_1 + 2Z_0 Z_1}, \text{ ya que } Z_1 = Z_2,$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1} \left(\frac{Z_0 + Z_1}{Z_1 + 2Z_0} \right) = \frac{E_a}{Z_1} \left(\frac{Z_0/Z_1 + 1}{1 + 2Z_0/Z_1} \right); \text{ si } Z_0/Z_1 = K :$$

$$I_{a1} = I_{3\phi} \left(\frac{1 + K}{1 + 2K} \right)$$

$$I_{a2} = - I_{a1} \frac{Z_0}{Z_0 + Z_2} = - I_{3\phi} \left(\frac{1 + K}{1 + 2K} \right) \left(\frac{Z_0/Z_1}{Z_0/Z_1 + 1} \right)$$

$$I_{a2} = - I_{3\phi} \left(\frac{1 + K}{1 + 2K} \right) \left(\frac{K}{1 + K} \right) = I_{3\phi} \frac{K}{1 + 2K}$$

$$I_{a0} = - I_{a1} \frac{Z_0}{Z_0 + Z_1} = - I_{3\phi} \left(\frac{1 + K}{1 + 2K} \right) \left(\frac{1}{Z_0/Z_1 + 1} \right)$$

$$I_{a0} = - I_{3\phi} \left(\frac{1 + K}{1 + 2K} \right) \left(\frac{1}{1 + K} \right) = I_{3\phi} \frac{1}{1 + 2K}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = a^2 \left(I_{3\phi} \frac{1 + K}{1 + 2K} \right) + a \left(- I_{3\phi} \frac{K}{1 + 2K} \right) + \left(- I_{3\phi} \frac{1}{1 + 2K} \right)$$

$$I_b = - \frac{I_{3\phi}}{1 + 2K} \left[(a^2 - a)K + a^2 - 1 \right]$$

$$a^2 - a = -j\sqrt{3}$$

$$a^2 - 1 = -3/2 - j\sqrt{3}/2$$

$$I_b = - \frac{I_{3\phi}}{1 + 2K} \left(- \frac{3}{2} - j(\sqrt{3}K + \frac{\sqrt{3}}{2}) \right)$$

$$I_b = \frac{\sqrt{3} I_{3\phi}}{1 + 2K} \sqrt{K^2 + K + 1}$$

d) Falla línea - tierra :

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$I_{a1} = \frac{E}{2Z_1 + Z_0} = \frac{E_a/Z_1}{2 + Z_0/Z_1} = \frac{I_{3\phi}}{2 + K}$$

$$I_a = 3 I_{a1} = \frac{3I_{3\phi}}{2+K}$$

Representando estas fórmulas en un gráfico de $I/I_{3\phi}$ en función de Z_0/Z_1 , nos permite, conociendo los valores de las impedancias de secuencias para un punto determinado del sistema, determinar que tipo de fallas tienen valores de máxima y mínima corrientes,

- Para fallas línea-línea la corriente es siempre $\sqrt{3}/2$ veces la $I_{3\phi}$, independiente de K.
- En una falla línea-línea-tierra para valores de K comprendidos entre cero y 1 la corriente de falla es mayor para este caso que para la $I_{3\phi}$. Mientras que para valores de K entre 1 e infinito la corriente $I_{3\phi}$ es siempre mayor.
- Para una falla línea-tierra y valores de K entre cero y 1 la corriente de falla es mayor que la $I_{3\phi}$, pero para valores mayores que 1 la $I_{3\phi}$ es siempre mayor.

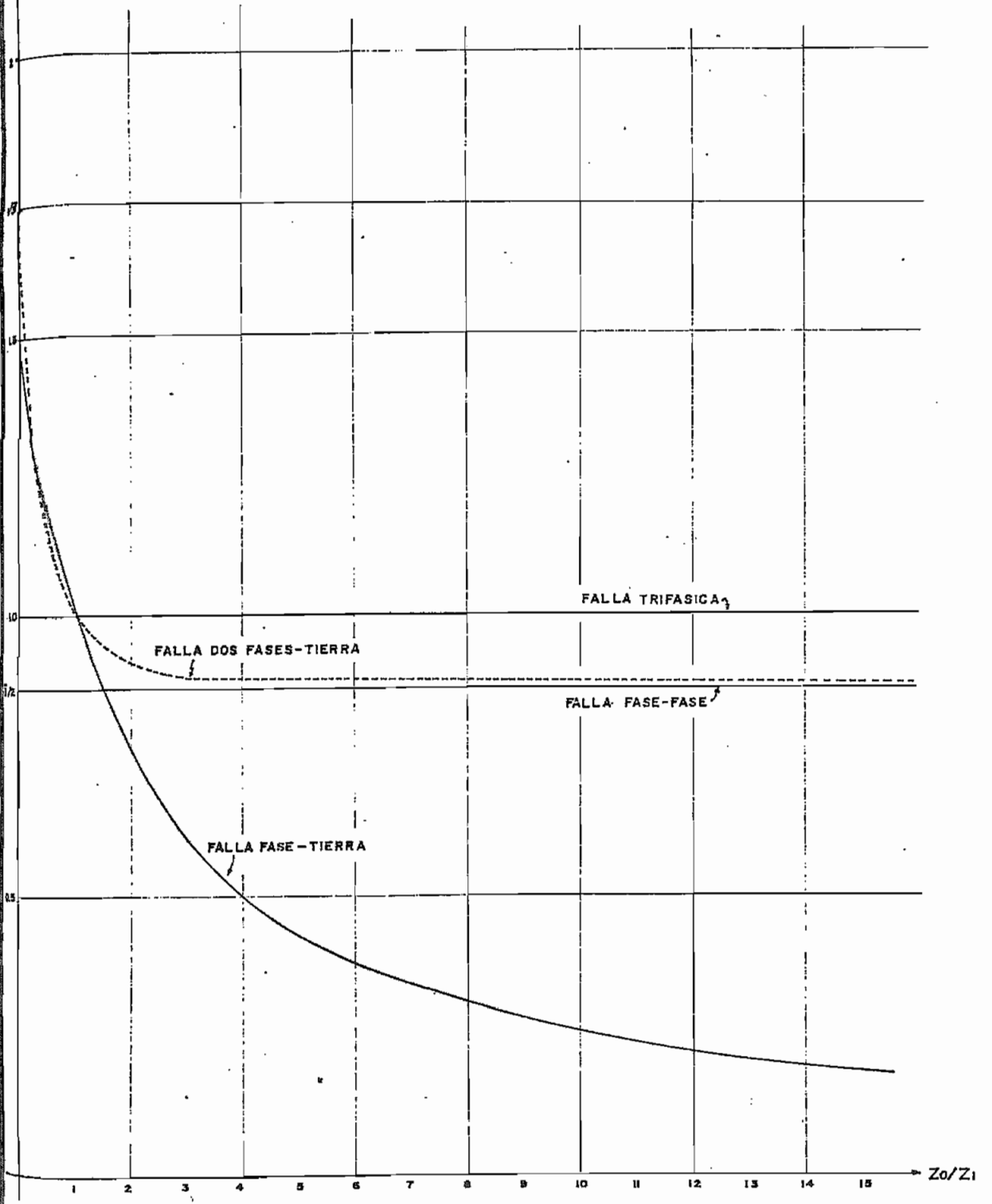


GRAFICO N°14

Determinación de las corrientes de falla en el analizador de redes.-

De acuerdo al tipo de falla se representa el circuito en el analizador de redes para determinar la distribución y magnitud de las corrientes en cada una de las líneas así como los voltajes en las barras de las subestaciones que forman el anillo.

Para este estudio, se asume que las impedancias de secuencia negativa son iguales a las de secuencia positiva, vistas desde el punto de la falla. Por lo tanto, una vez determinadas las impedancias de secuencia positiva se reproducen éstas mediante líneas de impedancia igual para el circuito de secuencia negativa; es decir, calibramos los parámetros R y X de acuerdo a los valores de R y X encontrados en la red de impedancia de secuencia positiva.

En lo que a la malla de secuencia positiva se refiere se utiliza el Teorema de Thevenin mediante el cual se cortocircuita todas las fuentes, reemplazándolas por una sola fuente de voltaje, por lo tanto, cada central de generación estará representada únicamente por su reactancia subtransitoria.

Para el análisis de cortocircuitos en el analizador de redes se conocen algunos métodos, de los cuales se utilizará el conocido como el de "factores de distribución de corrientes", que consiste en lo siguiente: si se tiene una malla cualquiera formada por un conjunto de impedancias que unen los diferentes nodos de esta malla y se aplica una fuente de voltaje entre dos puntos de la misma, la distribución de corrientes a través de los elementos que unen éstos puntos es inversamente proporcional a la impedancia de cada elemento y directamente proporcional a la magnitud

de la corriente total aplicada.

Con estos antecedentes, si se hace circular una corriente total de $1 \angle 0$ A por una malla y se leen las corrientes en cada uno de los elementos del sistema, estas lecturas servirán como factores que multiplicados por cualquier corriente total I con que se alimente el sistema en esos mismos puntos nos dará la parte proporcional de esa corriente que circula por cada elemento de la malla.

El procedimiento consiste, por lo tanto, en una vez armadas las mallas de secuencia del sistema y conectadas estas mallas para representar la falla que se desea analizar, se alimenta este sistema con una fuente de voltaje variable con el positivo de la fuente conectado a la barra de referencia de la malla de secuencia positiva y el negativo de la fuente al punto de falla. Hecho esto se varía el voltaje de la fuente hasta lograr que la corriente total del generador sea $1 \angle 0$ A, con lo que las lecturas que se obtendrán en cada elemento de la malla será el factor que multiplicado por la corriente total de falla nos dará la corriente que circula por cada elemento de sistema.

Impedancias de secuencia vistas desde las barras. - De acuerdo a lo

do a lo

expuesto anteriormente el voltaje necesario para que circule la corriente de $1 \angle 0$ A en el punto de la falla es proporcional a la impedancia vista desde este punto:

$$V = IZ, \text{ ya que } I = 1 \angle 0, \text{ entonces}$$

$$V = 1 \angle 0 Z = Z$$

Por este procedimiento determinamos las impedancias de secuencia vistas desde los puntos de falla en condiciones inicia

les y finales y también la relación Z_0/Z_1 con el objeto de determinar el tipo de cortocircuito que produce corriente máxima.

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA VISTAS DESDE LAS BARRAS

Condiciones iniciales:

BARRA	$Z_1 = Z_2$	$R_1 + jX_1$	Z_0	$R_0 + jX_0$	Z_0/Z_1
4	15 82	2.1+j14.85	32 50	20+j24.51	2.13
4'	7 78	1.45+j6.84	4.45 81	0.69+j4.39	0.63
5'	8 84	0.78+j7.96	3.35 81	0.51+j3.31	0.42
3	14.2 85	1.24+j14.15	∞	∞	∞
3'	7.7 78	1.6+j7.53	5 76	1.26+j5.04	0.67
6	8.2 75	2.12+j7.92	6.8 73	1.39+j6.5	0.83

Condiciones finales:

4	9.5 79	1.73+j9.34	32 50	20+j24.51	3.37
4'	4.7 73	1.37+j4.49	2.8 77	0.62+j2.73	0.59
5'	3.8 74	1.05+j3.65	1.75 75	0.45+j1.69	0.46
3	9.2 77	2.05+j8.96	∞	∞	∞
3'	4.7 72	1.45+j4.47	3.5 72	1.08+j3.33	0.74
6	5.3 70	1.81+j4.98	5.5 69	1.97+j5.13	1.037

Corrientes de falla. - Luego determinamos las corrientes de cortocircuito en el punto de la falla y los aportes de cada elemento del sistema a la corriente de cortocircuito.

Pará la falla fase-tierra, determinamos las barras en las cuales este tipo de falla produce una corriente mayor en función de la relación Z_0/Z_1 y sólo en estas barras hacemos el cortocircuito.

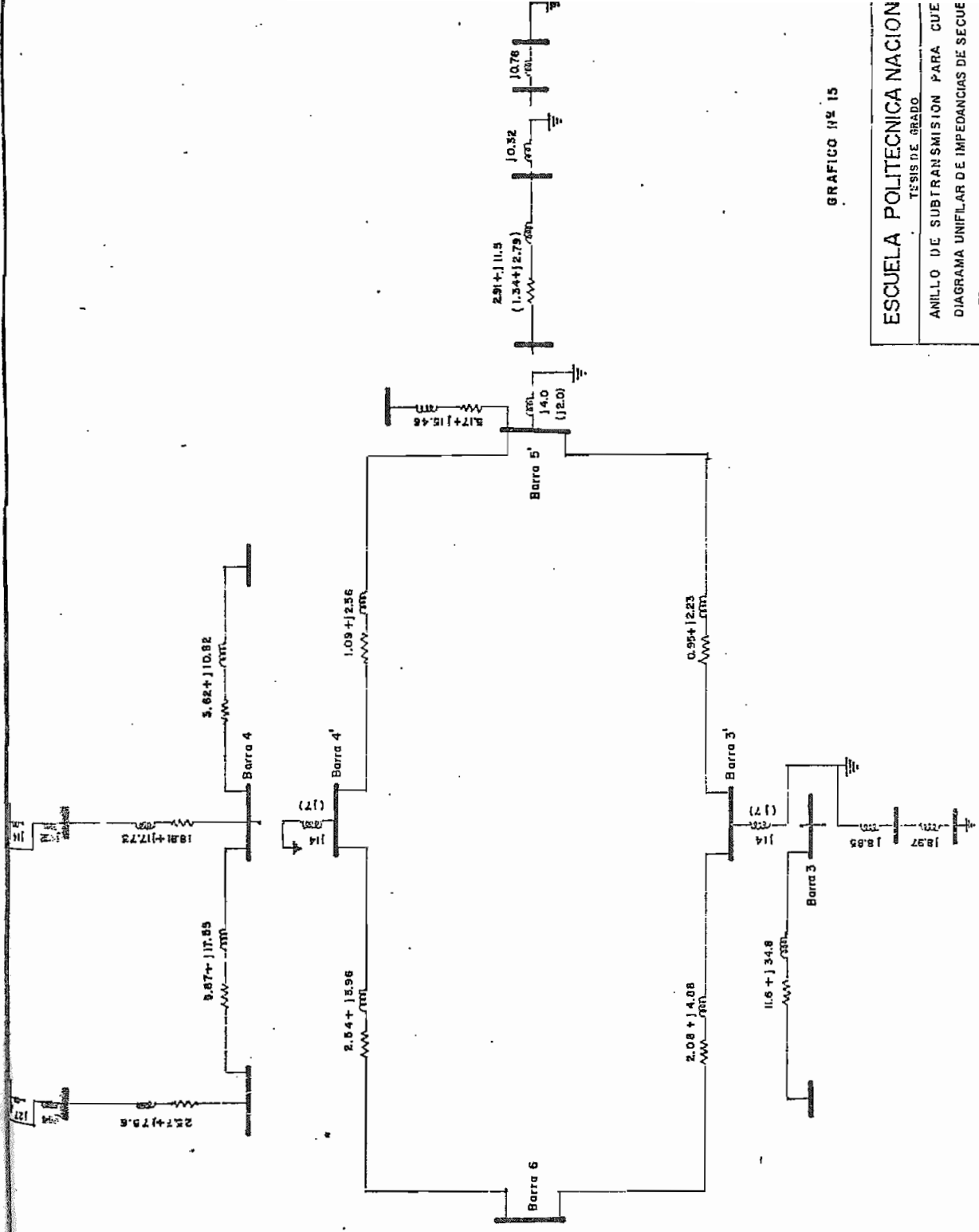


GRAFICO N° 15

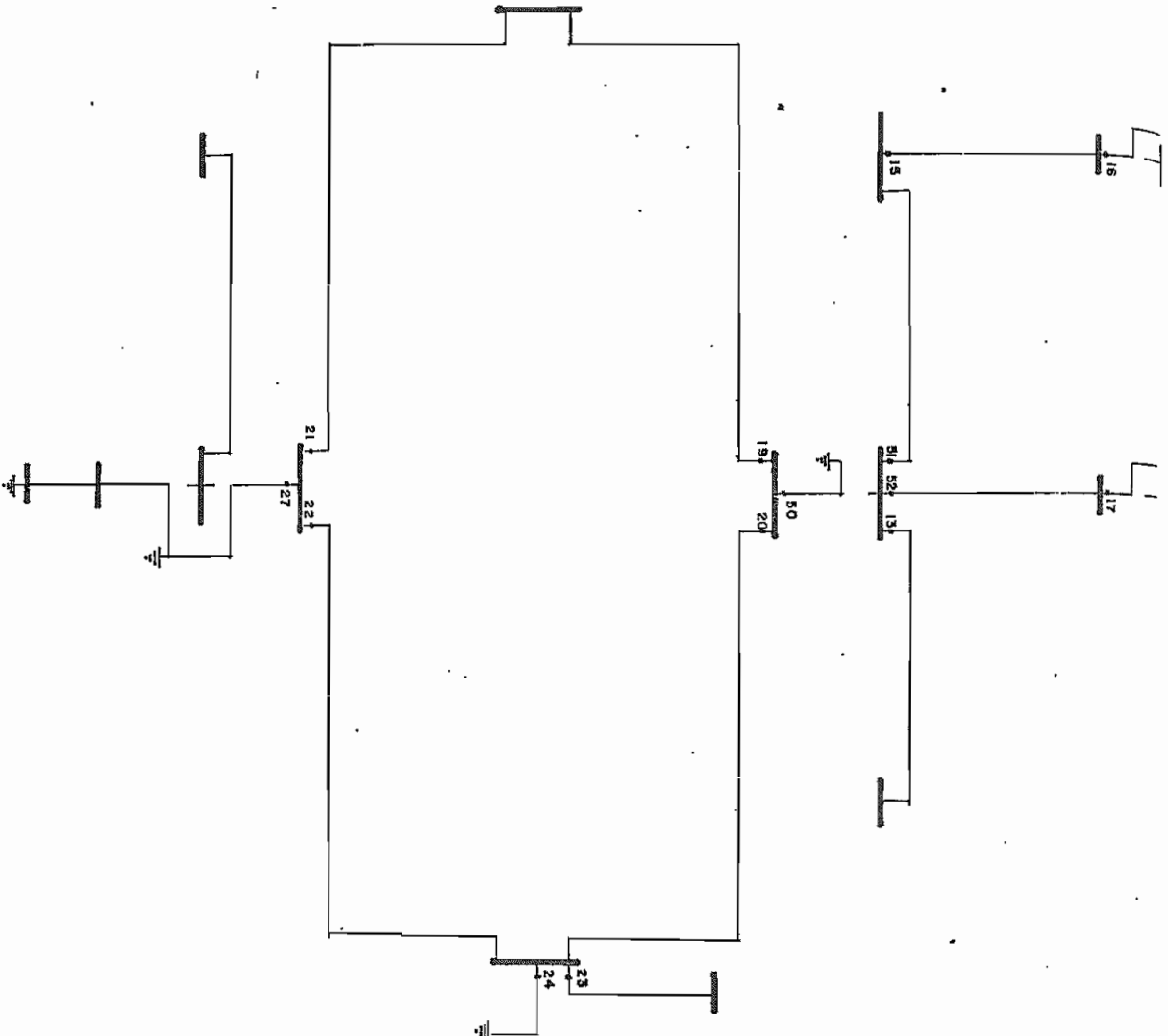


GRAFICO Nº 16

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

TESIS DE GRADO

ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA CUENCA

DIAGRAMA DE CONEXIONES (SECUENCIA CERO)

DISEÑO H. PERAZIEL

ESCALA

DIBUJO H. PERAZIEL

EQUIVALENCIA 75

FALLA TRIPACIA
CONDICIONES INICIALES

FALLA	LINEAS SABRICO NET										SUBESTACIONES													
	UBICACION CANTONAL	4'-6		6'-3'		3'-3'		5'-4'		4-1		Saucy-4		Soymin-1		T3		T4		T5				
																	69 Kv	22 Kv	22 Kv	6.3 Kv	69 Kv	22 Kv	69 Kv	138
CORRIENTE																								
BARRA 4'	2366	428	428	110	1628	435	510	435	435	435	435	435	435	435	323	1013	1013	3537	310	974	1768	684	138	
BARRA 4	3467	142	142	39	588	525	668	525	525	525	525	525	525	525	111	343	343	1198	724	2274	619	309		
BARRA 6	2040	938	1102	781	702	352	448	352	352	352	352	352	352	291	915	915	3195	255	800	510	755	755		
BARRA 3'	2144	363	363	1455	119	115	145	115	115	115	115	115	115	326	1022	1022	3569	261	619	629	814	312		
BARRA 3	3696	141	141	565	47	140	181	140	140	140	140	140	140	730	2292	1404	4902	100	314	624	312	795		
BARRA 5'	2207	0	0	324	292	338	439	338	338	338	338	338	338	284	891	891	3110	251	787	1591	795	795		

CONDICIONES FINALES

BARRA 4'	3581	623	623	327	2598	458	591	458	458	458	458	458	458	320	1003	1003	3502	330	1033	2776	138	138	
BARRA 4	5524	253	253	133	1092	536	679	536	536	536	536	536	536	134	420	420	1468	1374	4309	1293	61	61	
BARRA 6	3093	1420	1673	1420	2620	376	426	376	376	376	376	376	376	306	960	960	3356	822	1420	2620	131	131	
BARRA 3'	3533	612	612	2562	331	364	470	364	364	364	364	364	364	359	1126	1126	3931	260	815	2776	138	138	
BARRA 3	5707	254	254	1090	150	159	205	159	159	159	159	159	159	1364	4280	1427	4983	114	357	1272	63	63	
BARRA 5'	4436	6	0	365	330	470	577	470	470	470	470	470	470	383	1202	1202	4197	334	1047	3741	187	187	

FALLA FASE-TIERRA

CONDICIONES INICIALES

BARRA 4'	8312	411	411	101	1644	314	402	314	314	314	314	314	314	276	867	865	3020	257	806	1729	86	86	
BARRA 6	2314	1082	1232	840	716	268	340	268	268	268	268	268	268	393	1233	1233	4305	684	2145	1577	788	788	
BARRA 3'	2511	378	378	1646	132	279	366	279	279	279	279	279	279	497	1527	1527	5334	364	1142	1659	825	825	
BARRA 5'	2802	19	9	390	370	298	298	298	298	298	298	298	298	371	1164	1164	4063	376	1179	2042	1021	1021	

CONDICIONES FINALES

BARRA 4'	4468	786	786	274	2890	356	444	356	356	356	356	356	356	442	1386	1386	4840	792	2448	3032	151	151	
BARRA 6	3282	1520	1762	1236	1062	268	316	268	268	268	268	268	268	481	1509	1509	5224	550	1725	2341	1170	1170	
BARRA 3'	4290	640	640	2274	331	270	382	270	270	270	270	270	270	814	2553	2553	8915	424	1330	2908	1254	1254	
BARRA 5'	5257	6	0	548	518	258	452	258	258	258	258	258	258	566	1775	1775	6198	518	1625	4191	209	209	

Características de los disyuntores.- Para despejar una falla sin excesivo daño del disyuntor, éste debe tener las características apropiadas. Estas características son prescritas por la ASA.

Los disyuntores se caracterizan por.

Voltaje nominal y máximo voltaje.- Son expresados como los valores RMS del voltaje fase-fase. El voltaje nominal se usa como complemento de las otras características. El voltaje nominal máximo es un 5% más alto que el voltaje nominal para interruptores de 46 KV y más y de 5 a 10% para voltajes más bajos. Nunca deben ser excedidos en operación normal. Estos valores de voltaje se deben mantener para alturas de operación de máximo 1.000 metros sobre el nivel del mar. Para mayores alturas se deben hacer las correcciones correspondientes.

Sobre voltajes de baja frecuencia e impulso.- Las pruebas de aislamientos de los disyuntores a tierra, entre fases y a través de los contactos abiertos son importantes, tanto a la frecuencia nominal como de impulso.

Frecuencia nominal.- Es evidente que la capacidad de interrupción de un disyuntor, especialmente de alta velocidad, es considerablemente menor a 25 ciclos que a 60 ciclos.

Corriente nominal continua.- Es la mayor corriente de carga RMS a 60 c/s que puede llevar continuamente un disyuntor con un aumento de temperatura que no exceda al de las normas. Para el aceite y los contactos de los disyun

tores en aceite el límite del aumento de temperatura es 30°C. Para 25 c/s el calentamiento debido a las corrientes de Eddy es menor que a 60 c/s; por esta razón los disyuntores que tienen una corriente nominal grande (600 A o más) a 60 c/s pueden trabajar con corrientes mucho más altas a 25 c/s.

Corriente de interrupción nominal a voltaje nominal.— Es la mayor corriente RMS (incluyendo las componentes de cc y ca) la cual puede interrumpir seguramente dos veces y en sucesión de acuerdo a un ciclo cerrado estandar cuando el disyuntor es usado en un circuito a voltaje normal. Es bien conocido el hecho que un cortocircuito de una máquina sincrónica decae de un alto valor inicial a un más bajo valor sostenido, cuando transcurren varios segundos. La corriente es la que existe el momento que los contactos operan; ésta no debe exceder del valor nominal bajo las peores condiciones de falla. Para una falla dada, la corriente que va a ser interrumpida depende de la suma del tiempo de operación del relé y del de operación del interruptor. El tiempo de operación es aproximadamente 4 ciclos para un disyuntor de 8 ciclos; 3 ciclos para uno de 5; 2 ciclos para uno de 3 y un ciclo para uno de 2.

La capacidad de interrupción para un disyuntor no es necesariamente dada por la capacidad continua de corriente que va a circular por él. Por ejemplo, la barra de una estación generadora a la cual están conectados algunos generadores, algunas líneas de transmisión y algún transformador de servicio. La corriente nominal del interruptor del transformador debe ser más

baja que las corrientes de los otros interruptores. A pesar de esto, debe tener una capacidad de interrupción mayor que los otros interruptores ya que debe interrumpir la corriente alimentada por los generadores y por las líneas; en cambio, en el caso de un cortocircuito en una línea, el interruptor debe interrumpir la corriente alimentada por los generadores y las líneas excepto la de la línea fallada.

Potencia nominal.- De un interruptor trifásico se determina por $\sqrt{3}$ veces el voltaje nominal multiplicado por la corriente nominal de interrupción en amperios al voltaje nominal. Este valor es el más usado para definir un interruptor.

Máxima corriente de interrupción nominal.- Si el interruptor se va a usar a un voltaje normal más bajo que el voltaje nominal del aparato, la capacidad de interrupción de corriente se asume que se puede incrementar en proporción inversa al voltaje. En otras palabras, la capacidad de interrupción en MVA se mantiene constante. Sin embargo, conforme se va reduciendo el voltaje la corriente de interrupción no debe exceder a su valor nominal máximo. En algunas formas de interruptores de aire la corriente de interrupción nominal máxima es solamente ligeramente mayor que la capacidad de interrupción a voltaje nominal.

Ciclo cerrado.- La capacidad nominal de interrupción de los disyuntores se basa en ciclo cerrado normalizado que consiste en dos operaciones separadas por un intervalo de tiempo. Cada operación consiste en el cierre del interruptor seguida inmediatamente de la apertura (CO). El intervalo entre las dos operaciones es de 15 segundos para disyuntores en aceite y

de 2 minutos para interruptores sin aceite.

Corriente nominal de cortocircuito.- Se dan 2 valores para la corriente de cortocircuito:

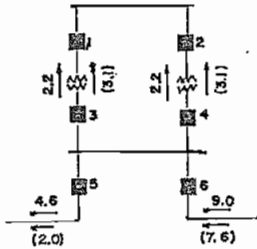
- la corriente nominal momentánea, especificada por la mayor corriente la cual puede resistir con seguridad por un período de un segundo o menos.
- corriente nominal de 4 segundos, especificada por la mayor corriente que puede soportar con seguridad por un período mayor que un segundo pero no exceder de 4 segundos. Ambos valores son RMS. Los valores nominales de cortocircuito se basan en limitaciones térmicas y mecánicas.

Tiempo de interrupción nominal.- Es el tiempo máximo para la interrupción de una corriente que no exceda a la corriente nominal máxima del disyuntor. El tiempo de interrupción nominal se basa en la capacidad de interrupción en un intervalo entre 25% y 100% de la corriente nominal de interrupción. En disyuntores modernos, tanto en aceite como en aire, tienen un sistema de corriente de fluido enfriador independiente del arco que produce la interrupción de corriente, para estos casos el tiempo de interrupción es independiente de la corriente.

Determinación de las características de los disyuntores.-

Para determinar las características de los disyuntores nos servimos de los datos obtenidos del flujo de carga y el cálculo de las corrientes del cortocircuito en las condiciones de máximo valor.

Subestación Nº 4.- Cálculo de la máxima corriente nominal continua : flujo de carga



Disyuntores 1 y 2: $MVA = 2.2 + j3.1 = 3.8$

$$I = \frac{3800}{\sqrt{3} \cdot 22} = 99.7 \text{ A}$$

Disyuntores 3 y 4: $I = \frac{3800}{\sqrt{3} \cdot 69} = 31.8 \text{ A}$

Disyuntor 5: $MVA = 4.6 + j 2 = 5.0$

$$I = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 41.8 \text{ A}$$

Disyuntor 6: $MVA = 9 + j 7.6 = 11.8$

$$I = \frac{11800}{\sqrt{3} \cdot 69} = 98 \text{ A}$$

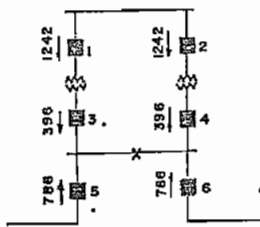
Corrientes de cortocircuito máximas:

Disyuntores 1 y 2: $I_F = 4468 \frac{69}{2} - 1242 = 12771 \text{ A}$

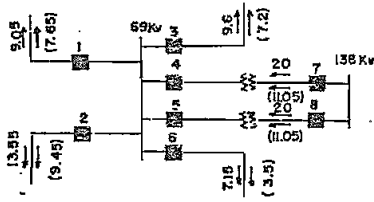
Disyuntores 3 y 4: $I_F = 4468 - 396 = 4072 \text{ A}$

Disyuntor 5: $I_F = 4468 - 786 = 3682 \text{ A}$

Disyuntor 6: $I_F = 4468 - 2890 = 1578 \text{ A}$



continua: flujo de carga.



Disyuntor 1: $MVA = 9.05 + j7.65 = 11.85$

$$I = \frac{11.850}{\sqrt{3} \cdot 69} = 99.1 \text{ A}$$

Disyuntor 2: $MVA = 13.55 + j9.45 = 16.52$

$$I = \frac{16520}{\sqrt{3} \cdot 69} = 138 \text{ A}$$

Disyuntor 3: $MVA = 9.6 + j7.2 = 12$

$$I = \frac{12000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 100 \text{ A}$$

Disyuntores 4 y 5: $MVA = 20 + j10.5 = 22.59$

$$I = \frac{22.590}{\sqrt{3} \cdot 69} = 130 \text{ A}$$

Disyuntor 6: $MVA = 7.15 + j3.5 = 7.96$

$$I = \frac{7960}{\sqrt{3} \cdot 69} = 66.6 \text{ A}$$

Disyuntores 7 y 8: $MVA = 22.59$

$$I = \frac{22590}{\sqrt{3} \cdot 138} = 94.5 \text{ A}$$

Corrientes de cortocircuito máximas:

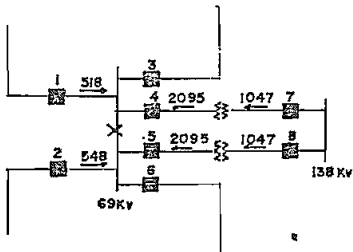
Disyuntor 1: $I_f = 5257 - 518 = 4739 \text{ A}$

Disyuntor 2: $I_f = 5257 - 548 = 4709 \text{ A}$

Disyuntores 3 y 6: $I_f = 5257 \text{ A}$

Disyuntores 4 y 5: $I_f = 5257 - 2095 = 3162 \text{ A}$

Disyuntores 7 y 8: $I_f = 3162 \cdot \frac{69}{138} = 1581 \text{ A}$

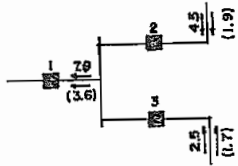


Subestación N° 6.-

Cálculo de la máxima corriente nominal continua: flujo de carga.

Disyuntor 1: $MVA = 7.0 + j3.6 = 7.87$

$$I = \frac{7870}{\sqrt{3} \cdot 69} = 65.8 \text{ A}$$



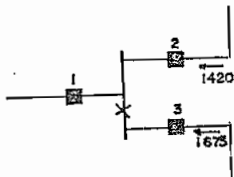
Disyuntor 2: $MVA = 4.5 + j1.9 = 4.48$

$$I = \frac{4480}{\sqrt{3} \cdot 69} = 40.8 \text{ A}$$

Disyuntor 3: $MVA = 2.5 + j1.7 = 3.02$

$$I = \frac{3020}{\sqrt{3} \cdot 69} = 25.26 \text{ A}$$

Corrientes de cortocircuito máximas:



Disyuntor 1: $I_f = 3093 \text{ A}$

Disyuntor 2: $I_f = 3093 - 1673 = 1420 \text{ A}$

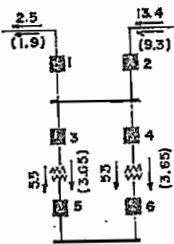
Disyuntor 3: $I_f = 3093 - 1420 = 1673 \text{ A}$

Subestación N° 3.-

Cálculo de la máxima corriente nominal continua: flujo de carga.

Disyuntor 1: $MVA = 2.5 + j1.9 = 3.14$

$$I = \frac{3140}{\sqrt{3} \cdot 69} = 26.27 \text{ A}$$



Disyuntor 2: $MVA = 13.4 + j9.3 = 16.31$

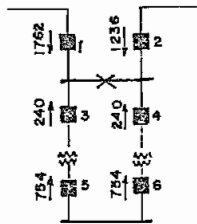
$$I = \frac{16310}{\sqrt{3} \cdot 69} = 136 \text{ A}$$

Disyuntores 3 y 4: $MVA = 5.5 + j3.65 = 6.6$

$$I = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 69} = 55.22 \text{ A}$$

Disyuntores 5 y 6: $I = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 22} = 173 \text{ A}$

Corrientes de cortocircuito máximas:



Disyuntor 1: $I_f = 3479 - 1762 = 1717 \text{ A}$

Disyuntor 2: $I_f = 3479 - 1236 = 2243 \text{ A}$

Disyuntores 3 y 4: $I_f = 3479 - 240 = 3239 \text{ A}$

Disyuntores 5 y 6: $I_f = 3239 - \frac{69}{22} = 10159 \text{ A}$

CARACTERISTICAS DE LOS DISYUNTORES

SUBESTACION	DISYUNTOR	MAXIMA CORRIENTE NOMINAL CONTINUA(A)	MAXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	MAXIMA CORRIENTE MOMENTANEA DE CC	CAPACIDAD DE INTERR. MVA	VOLTAJE
4	1	100	12.771	20.433	486	22
	2	100	12.771	20.433	436	22
	3	32	4.072	6.515	486	69
	4	32	4.072	6.515	486	69
	5	42	3.682	5.891	440	69
	6	100	1.578	2.525	188	69
5	1	100	4.739	7.582	566	69
	2	138	4.709	7.534	562	69
	3	100	5.257	8.411	628	69
	4	189	3.162	5.061	373	69
	5	189	3.162	5.061	373	69
	6	67	5.257	8.411	628	69
	7	95	1.581	2.530	378	138
	8	95	1.581	2.530	378	138
6	1	66	3.093	4.949	369	69
	2	41	1.420	2.272	169	69
	3	25	1.673	2.677	200	69
3	1	26	1.717	2.747	205	69
	2	136	2.243	3.589	268	69
	3	55	3.239	5.182	387	69
	4	55	3.239	5.182	387	69
	5	173	10.159	16.254	387	22
	6	173	10.159	16.254	387	22

De acuerdo a estas características seleccionamos los disyuntores en la Tabla N^o 2: Preferred Ratings for Power Circuit Breakers (Power System Stability; Volumen 2, E.W. Kimbark) en la siguiente forma :

1.- Para los disyuntores que trabajan a 22 KV seleccionamos el que tiene las siguientes características que satisfacen los valores anotados :

Voltaje nominal : 23 KV

Corriente nominal continua : 1.2 Ka

Corriente de cortocircuito a voltaje nominal : 12.6 Ka

Máxima corriente de cortocircuito : 24 Ka

Potencia de interrupción : 500 MVA

Tiempo de interrupción : 8 ciclos

2.- Para los disyuntores que trabajan a 69 KV seleccionamos el que tiene las siguientes características :

Voltaje nominal : 69 KV

Corriente nominal continua : 0.6 Ka

Corriente de cortocircuito a voltaje nominal : 8.4 Ka

Máxima corriente de cortocircuito : 9.6 Ka

Potencia de interrupción : 1.000 MVA

Tiempo de interrupción : 8 ciclos

3.- Para los disyuntores que trabajan a 138 KV seleccionamos el que tiene las siguientes características :

Voltaje nominal : 138 KV

Corriente nominal continua : 0.8 Ka

Corriente de cortocircuito a voltaje nominal : 6.3 Ka

Máxima corriente de cortocircuito : 7.2 Ka

Potencia de interrupción : 1.500 MVA

Tiempo de interrupción : 5 ciclos.

3.2.3.- Estudio de Estabilidad.-

Generalidades: La estabilidad es definida por la AIEE como "es el atributo de un sistema o parte de él que le permite desarrollar fuerzas restauradoras iguales o mayores que las fuerzas perturbadoras, que le permiten establecer un estado de equilibrio entre los elementos."

El límite de estabilidad es el máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto particular determinado del sistema cuando todo el sistema o parte de él, a la que se refiere el límite de estabilidad, está un régimen de estabilidad.

El límite de estabilidad en régimen permanente se refiere al máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto determinado sin que haya perdido la estabilidad cuando aumenta la energía muy gradualmente.

El límite de estabilidad en régimen transitorio se refiere al máximo flujo posible por un punto determinado sin pérdida de estabilidad al presentarse una brusca perturbación. Una perturbación transitoria, es por ejemplo, un brusco aumento de carga, pero más frecuentemente se debe a una falla, o por desconexión de un circuito de una de las diversas líneas en paralelo, o por una combinación de falla y desconexión.

Todo sistema está sometido a perturbaciones en régimen transitorio, siendo casi siempre el límite de estabilidad en régimen transitorio más bajo que el límite de estabilidad en régimen permanente.

Debido a que las máquinas situadas en un punto cualquiera actúan juntas, se acostumbra en los estudios de estabilidad a

una sola más grande. Frecuentemente se considera a máquinas que realmente no están conectadas a una misma barra pero que no estén separadas por líneas de reactancias grandes como concentrados en una sola máquina.

Ecuación de oscilación.- Si no se considera el par originado por el rozamiento mecánico, por rozamiento del aire y por pérdidas en el núcleo, cualquier diferencia entre el par mecánico y el par electromagnético debe dar lugar a una aceleración o deceleración de una máquina. Si T_s representa el par mecánico (en el árbol) y T_e , el par electromagnético, y si éstos valores se consideran positivos para un generador, el par que originará la aceleración será :

$$T_a = T_s - T_e$$

T_a será positivo, denotando aceleración cuando T_s es mayor que T_e . Al utilizar la misma ecuación para el motor, T_s y T_e son ambos negativos para indicar entrada eléctrica y salida mecánica; entonces T_a es positivo e indica aceleración cuando T_e es mayor que T_s . Para la potencia de aceleración se cumple una ecuación similar :

$$P_a = P_s - P_e$$

en la que P_s es la potencia mecánica en el árbol y P_e la potencia eléctrica desarrollada en el generador.

Ya que la potencia es igual al par por la velocidad angular, tendremos :

$$P_a = T_a \omega = I \alpha \omega = M \alpha$$

La potencia de aceleración P_a , se expresa en megavatios, si

M se expresa en megajoules-segundo por grado eléctrico y α , a celeración angular, en grados eléctricos por segundo al cuadrado. La aceleración angular es :

$$\alpha = \frac{d^2\theta}{dt^2}$$

Como θ varía continuamente es más conveniente medir la posición angular, respecto a un eje de referencia que gira a la velocidad sincrónica. Si δ es el desplazamiento angular, en grados eléctricos; y ω es la velocidad sincrónica en grados eléctricos por segundo:

$$\theta = \omega t + \delta$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_s + \frac{d\delta}{dt}$$

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

En la ecuación $P_a = M\alpha$ tenemos :

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_s - P_e$$

Esta ecuación se denomina ecuación de oscilación. El ángulo δ , para una máquina conectada a una barra infinita es la diferencia entre el ángulo interior de la máquina y el ángulo del sistema giratorio sincrónico de referencia que, en este caso, es la barra infinita. Para un sistema de dos máquinas son necesarias dos ecuaciones de oscilación, una para cada máquina. El ángulo de par entre las dos máquinas, depende de los ángulos entre cada máquina y el sistema giratorio sincrónico de referencia.

El momento angular o cinético M de una máquina, no es constante, puesto que varía la velocidad angular ; sin embargo, puede

considerarse constante ya que la velocidad de la máquina no difiere mucho de la velocidad de sincronismo a menos que sobrepase del límite de estabilidad. La potencia en el árbol, P_s , se considera constante para la resolución de la ecuación. Para un generador, esta hipótesis está justificada aunque la entrada desde el accionamiento esté controlada por la acción de un regulador, porque estos reguladores no actúan hasta que la variación de la velocidad sea, por lo menos, de 1 % y además su respuesta no es instantánea.

Construcción de la curva de oscilación paso por paso.-

Existe un cierto número de métodos para la resolución de ecuaciones diferenciales de segundo orden por medio de cálculos paso por paso, para pequeños incrementos de la variable independiente. En el método manual el cambio de la posición angular del rotor durante un intervalo de tiempo pequeño se calcula haciendo las siguientes hipótesis previas .

- 1.- La potencia acelerante P_a , calculada al comienzo de un intervalo, es constante desde la mitad del intervalo precedente hasta la mitad del intervalo considerado.
- 2.- La velocidad angular es constante durante un intervalo cualquiera e igual al valor calculado para la mitad del intervalo. Por supuesto, ninguna de las hipótesis es cierta puesto que δ varía continuamente y tanto P_a como ω son funciones de δ . Al disminuir el intervalo de tiempo considerado, la curva de oscilación calculada se aproxima a la verdadera.

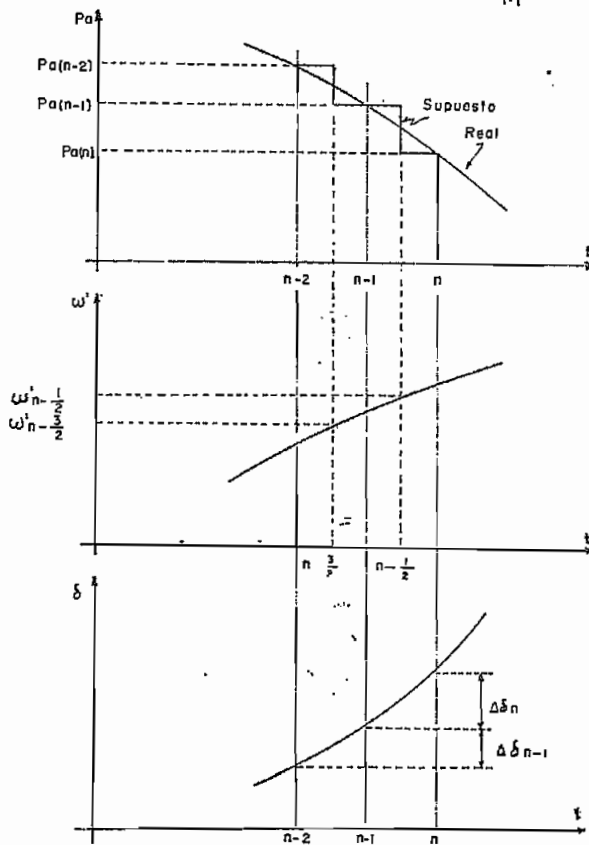
La figura adjunta demuestra estas hipótesis. La potencia

acelerante se calcula para el final de los intervalos $n - 2$, $n - 1$ y n que son los principios de los intervalos $n - 1$, n y $n + 1$. La curva de escalones de P_a resulta de la hipótesis de que P_a es constante entre los puntos medios de los intervalos.

De igual forma, ω , exceso de la velocidad angular sobre la velocidad angular de sincronismo ω_s .

El cambio de velocidad es igual al producto de la aceleración por el intervalo de tiempo de forma que :

$$\omega'_{n-\frac{1}{2}} - \omega'_{n-\frac{3}{2}} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \Delta t = \frac{P_a(n-1)}{M} \Delta t$$



La variación de δ , en un intervalo cualquiera, es igual al producto de ω' en el intervalo, por el tiempo. Así, la va

$$\Delta \delta_{n-1} = \delta_{n-1} - \delta_{n-2} = \Delta t \omega'_{n-\frac{1}{2}}$$

y durante el intervalo n,

$$\Delta \delta_n = \delta_n - \delta_{n-1} = \Delta t \omega'_{n-\frac{1}{2}}$$

por lo tanto:

$$\Delta \delta_n = \Delta \delta_{n-1} + \frac{P_a(n-1)}{M} (\Delta t)^2$$

Esta ecuación es la más importante para la solución paso por paso de la ecuación de oscilación con las hipótesis enunciadas porque determina como calcular la variación de δ durante un intervalo si se conoce la variación de δ durante el intervalo precedente y la potencia acelerante para el intervalo en cuestión. La misma ecuación, además, demuestra que bajo las hipótesis enunciadas, la variación del ángulo del par durante un intervalo dado es igual a la variación del ángulo de par durante el intervalo precedente más la potencia acelerante al comienzo del intervalo multiplicado por $\frac{\Delta t^2}{M}$. La potencia de aceleración se calcula al comienzo de cada nuevo intervalo. Si la duración del intervalo es pequeña se obtiene una mayor exactitud. Normalmente se consideran satisfactorios intervalos de 0.05 segundos.

La presencia de una falla origina una discontinuidad en la potencia acelerante P_a que es nula antes de la falla. La discontinuidad se presenta al principio del intervalo, cuando $t=0$. Al ocurrir una falla tenemos dos valores de P_a al comienzo del intervalo y tenemos que tomar la media de los dos valores como valor constante de potencia acelerante.

DETERMINACION DE LAS CONSTANTES DE INERCIA.-

CENTRAL GAMBIRIN

Generador	MVA	WR ² lb - pie ²	RPM	T ENERGIA ALMACENADA 2.31 x 10 ¹⁰ WR ² (KJ)	H MJ / MVA	K kg - 180 / E
1	1.57	85.542	720	10,25	6.52	
2	1.57	85.542	720	10,25	6.52	
3	2.45	94.107	600	8,06	3.29	
4	2,45	94.107	600	8,06	3.29	
	<u>8.04</u>	<u>359.298</u>		<u>36.62</u>	<u>4.55</u>	294.9

CENTRAL SAUCAY

1	5.0	132.968	720	15.92	3.184	
2	5.0	132.968	720	15.92	3.184	
	<u>10.0</u>	<u>265.936</u>		<u>31.84</u>	<u>3.184</u>	339.2

CENTRAL I-UTE

1	100		514	500	5 (1)	
2	100		514	500	5	
3	100		514	500	5	
4	100		514	500	5	
5	100		514	500	5	
	<u>500</u>			<u>2.500</u>	<u>5</u>	4.32

CENTRAL NORWAY

1	1.875	152.054	400	5.62	2.99	
2	1.875	152.054	400	5.62	2.99	
3	1.875	152.054	400	5.62	2.99	
4	1.425	118.404	400	4.376	3.07	
5	1.425	118.404	400	4.376	3.07	
6	3.55	236.808	400	8.75	2.46	
7	3.55	236.808	400	8.75	2.46	
8	3.55	236.808	400	8.75	2.46	
	<u>19.5</u>			<u>51.862</u>	<u>2.722</u>	203

Ciudad de Cuenca se realizaron los estudios de estabilidad bajo dos posibles condiciones de falla. Ambas fallas trifásicas que si bien no son las peores desde el punto de vista de la magnitud de la corriente, desde el punto de vista de la estabilidad son las más graves ya que una falla monofásica o de dos fases, permitirá la transmisión de cierta potencia que ayudará a mantener la estabilidad.

Las fallas que se analizaron son :

- 1.- En condiciones finales de operación, en 1.990, con las Centrales de Saymirín, Saucay y Paute en operación. El corto circuito se realiza en la línea que une las subestaciones N° 4 y N° 5, junto a la barra 4.
- 2.- En condiciones iniciales de operación, en 1.980, con las Centrales Saymirín, Saucay y Money en servicio. La falla en el mismo sitio.

La ubicación de la falla se realiza mediante la apertura simultánea de los dos disyuntores de los extremos de la línea. El tiempo de operación de los disyuntores es de 0.15 segundos, aproximadamente 8 ciclos.

Conclusiones.- De acuerdo a las curvas adjuntas se puede deducir que para el primer caso, el sistema es inestable ya que la tendencia de las curvas de oscilación es separarse cada vez más.

En el segundo caso, las curvas oscilan juntas de tal manera que puede considerarse como un sistema estable.

Recomendaciones.- Como queda demostrado el sistema es inestable en condiciones finales, a pe

-sar del aporte de la Central Paute que puede considerarse como una barra infinita. Existen dos soluciones para mejorar la estabilidad del sistema, ambas soluciones serían aplicables.

1.- Reducción de la reactancia de las líneas aumentando el ca libre de los conductores o construyendo circuitos paralelos sobre todo en el tramo Subestación N° 4 - Subestación N° 5 que constituiría la columna vertebral del sistema ya que es la línea de unión entre dos centros de generación y de cargas importantes.

2.- La otra solución aplicable es aumentar la velocidad de los disyuntores para despejar la falla.

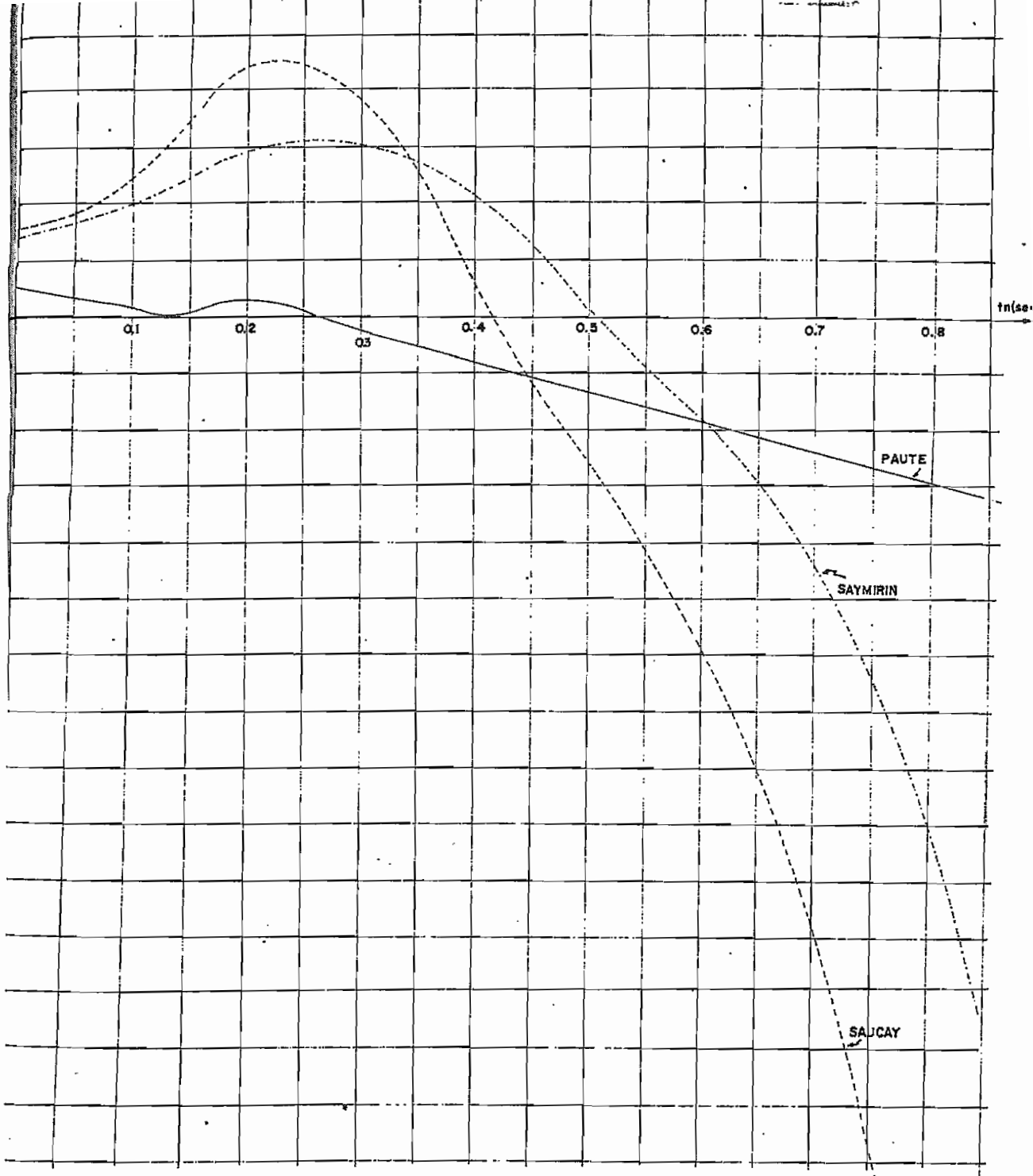


GRAFICO N° 17

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

TESIS DE GRADO

ANILLO DE SUBTRANSMISIÓN PARA CUENCA

ESTABILIDAD TRANSITORIA

CURVAS DE OSCILACIÓN: CONDICIONES FINALES (1990)

DISEÑO H PEÑAFIEL

ESCALA

DIBUJO H PEÑAFIEL

FECHA ABRIL / 75

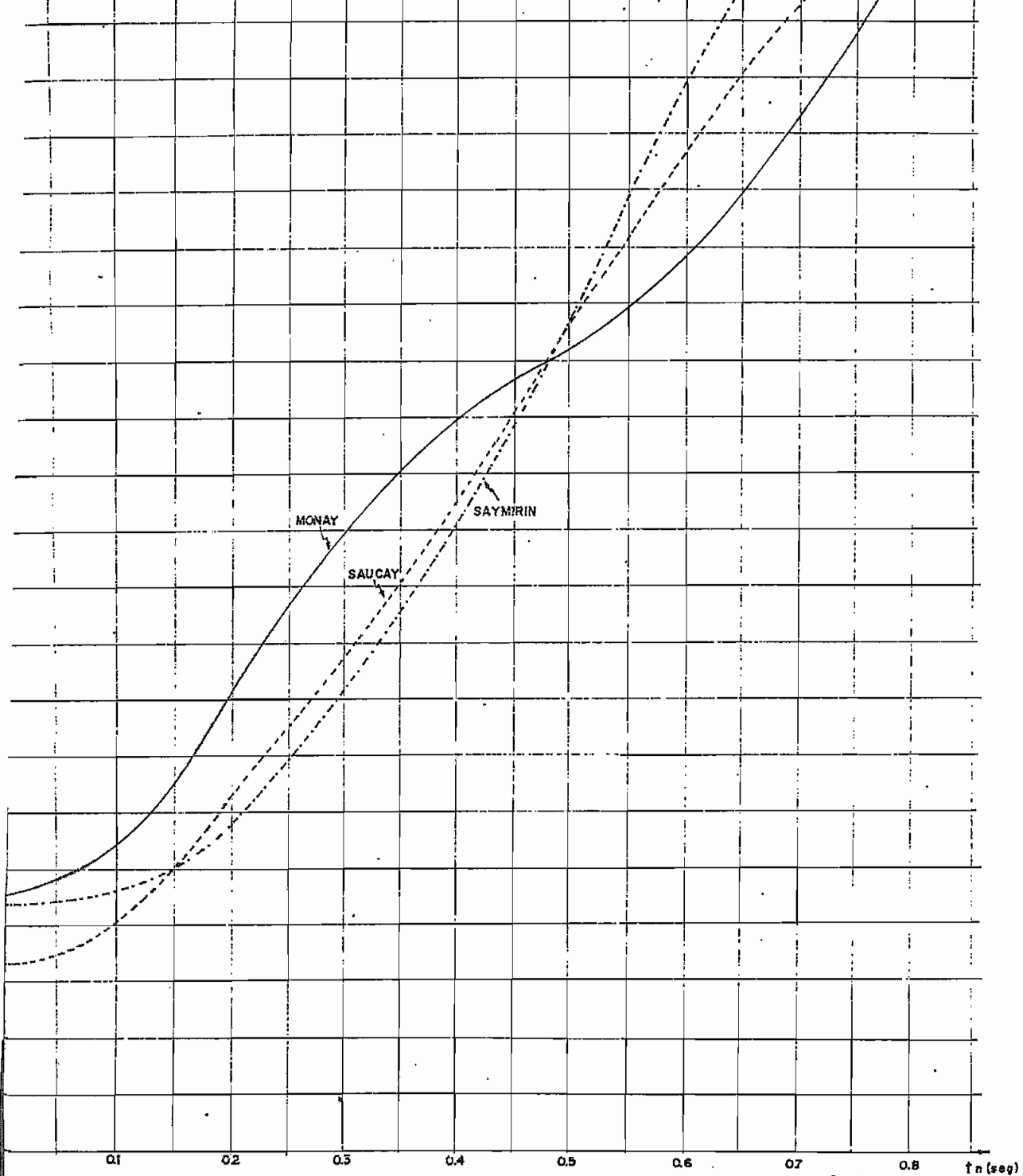


GRAFICO N° 18

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL TESIS DE GRADO	
ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA CUENCA ESTABILIDAD TRANSITORIA CURVAS DE OSCILACION: CONDICIONES INICIALES (1980)	
DISEÑO H. PEÑAFIEL	ESCALA
DIBUJO H. PEÑAFIEL	FECHA ABRIL / 75

El cambio de voltaje primario de distribución de 6.3 KV a 13.8 KV es recomendable para el mejoramiento de la regulación de voltaje y el aumento de la capacidad de transmisión como fué de mostrado en 1.3.4. Para el sistema Cuenca se ha pensado iniciar el cambio de voltaje en el área rural, por dos razones lógicas:

- a) las extensiones de los circuitos rurales son muy grandes y la regulación de voltaje es el factor limitante para la obtención de un buen servicio.
- b) la densidad de carga es baja, lo que significa la existencia de pocos transformadores en circuitos relativamente largos.

3.4.- CAMBIO DE VOLTAJE DE ALGUNOS CIRCUITOS ACTUALES.-

Como fue anotado anteriormente, algunos de los circuitos rurales actualmente en servicio ya tienen un aislamiento para 13.8 KV, de tal manera que el cambio al nuevo voltaje no significará problema. Los nuevos circuitos se deberán ir cambiando de acuerdo a las necesidades y posibilidades económicas de la Empresa.

El centro de la ciudad de Cuenca debe mantenerse con un voltaje primario de 6.3 KV debido, sobre todo, a la existencia de redes subterráneas con cables aislados para 6.3 KV y su cambio sería antieconómico. Otro de los factores que pesan mucho para la posibilidad de cambio de voltaje es el gran número de transformadores de capacidades relativamente grandes que actualmente existen en el centro de la ciudad.

3.5.- POSIBILIDAD DE CAMBIO DE VOLTAJE DE LAS LINEAS DE TRANSMISION SAYMIRIN-CUENCA Y SAYMIRIN-GUAFAN DE 22KV A 69 KV.

De acuerdo al estudio de flujo de carga realizado en 3.2.1 se encontró que la regulación de voltaje de las líneas Saymiría-Cuenca y Saucay-Cuenca era uno de los problemas más graves que tenía el sistema Cuenca; además, según 1.1.2 las pérdidas de energía de la línea Saymirí-Cuenca llegaba a un valor de 6.13%, bastante alto para una línea de transmisión corta.

Estos antecedentes obligan a pensar en una solución definitiva para estas líneas. La elevación de voltaje sería una buena solución y tendría dos alternativas. Debiendo tomarse en cuenta que el anillo funciona a 69 KV, haciéndose la mayor transferencia de carga a este voltaje, Sin embargo, la alimentación de dos de las principales fuentes se hace a 22 KV y tiene que elevarse a 69 KV en las subestaciones del anillo para alimentar los centros de carga.

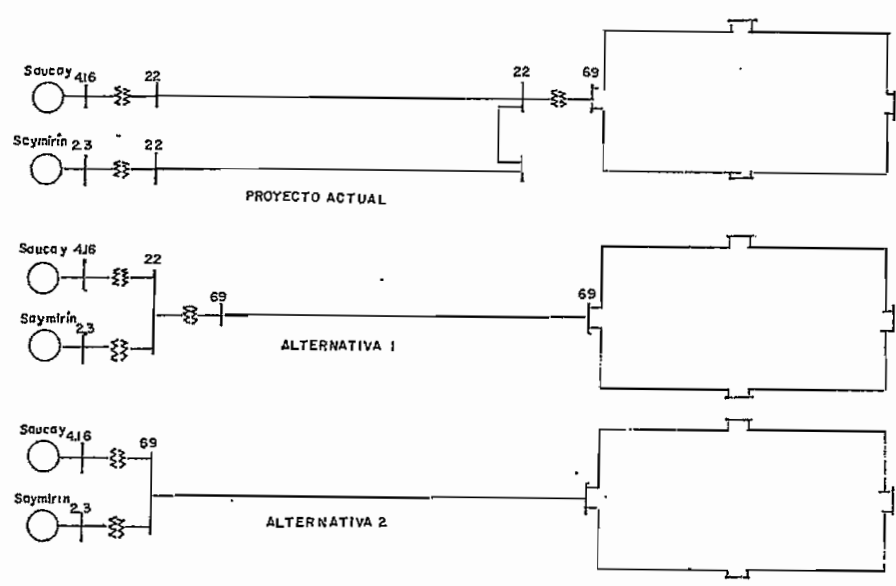
La elevación del voltaje de salida de las dos centrales traería como consecuencia la construcción de una sola línea de transmisión a 69 KV con la suficiente capacidad para llevar la potencia de ambas centrales. Esto es posible ya que entre ambas centrales hay una distancia de solo 4 km.

Las dos alternativas propuestas son las siguientes :

Alternativa 1.- Considera el mantenimiento de las subestaciones de elevación de ambas centrales y el establecimiento de una barra común a 22 KV en Saymirín. A continuación, se eleva el voltaje a 69 KV y se hace la transmisión a este voltaje, alimentando el anillo directamente.

Alternativa 2.-

En esta alternativa, en cambio, se eleva el voltaje directamente de los generadores a 69 KV y se hace la transmisión a este voltaje



Estos cambios significan la necesidad del montaje de nuevos transformadores en las subestaciones Nº 1, Erco, y Nº 4 ya que actualmente se alimentan a 22 KV.

La solución más conveniente de la posibilidad de cambiar el voltaje y la selección de una de las dos alternativas propuestas debe ser motivo de un estudio técnico-económico más detenido. Este asunto está fuera del alcance de esta tesis por lo que simplemente lo deajo indicado.

En lo que se refiere al cambio de voltaje de la línea de transmisión Saymirín-Guapán que trabaja actualmente a 22 KV a un voltaje de 69 KV debemos tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- 1.- La potencia de diseño de esta línea es apenas 2.500 Kw que actualmente es suficiente para la fábrica de cemento Guapán. Una ampliación de ésta se ha previsto en corto plazo.
- 2.- Una fábrica de cemento debe tener una alimentación de potencia bastante confiable, en la actualidad la alimentación proviene de una sola central.
- 3.- Se tiene previsto la construcción de una línea de transmisión Guenca-Azogues a 69 kV como base de la formación del Sistema Regional Centro-sur que comprende la integración de las Provincias del Azuay y Cañar. Esta línea debería tener la capacidad suficiente para alimentar también a la fábrica de cemento Guapán que se encuentra a pocos Km de Azogues.

Esta solución significa, además, un servicio a la fábrica Guapán mucho más confiable que el actual pues Guenca se halla alimentada por varias centrales. La línea actual podría quedar como emergencia.

La potencia que se transmitirá por esta línea no ha sido tomada en cuenta para el diseño y funcionamiento del anillo debido a que se iniciará en la barra de 69 kV de la subestación N° 5, directamente de la Central Paute y no terminará solamente en Azogues sino que alimentará además otros cantones de la provincia de Cañar.

CAPITULO IV

4.1.- ASPECTO FINANCIERO

Costo estimativo del proyecto.-

Para determinar el costo aproximado del proyecto del Anillo de Subtransmisión para la ciudad de Cuenca adoptaremos índices de inversión elaborados por INECEL para la estimación de los presupuestos de inversiones en las Empresas Eléctricas. Estos costos unitarios se dividen en moneda local (materiales de adquisición local, supervisión, mano de obra, transporte, etc.) y costos en divisas (materiales importados) en los porcentajes anotados a continuación.

Para la determinación de las capacidades de las Subestaciones hemos adoptado los siguientes criterios:

- 1.- Las subestaciones N^o 3 y N^o 4 se equiparan con dos transformadores de 10 MVA cada una y de relación 22/69 KV, es decir, de acuerdo a las condiciones finales de operación del anillo (1.990)
- 2.- Las dos subestaciones nuevas, N^o 5 y N^o 6 de acuerdo a las cargas asignadas necesitan transformadores de 10 MVA cada una y de relación 69/13.8 KV.
- 3.- La subestación para el Parque Industrial debe tener una capacidad de 12 MVA.
- 4.- La subestación N^o 3 necesita dos transformadores de 5 MVA c/u de elevación de 6.3/22 KV pero no lo consideramos en

COSTO ESTIMATIVO DEL PROYECTO

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO				TOTAL		
			MONEDA LOCAL		DIVISAS		(MILES DE SUCRÉS)		
			Miles S/	%	Miles S/	%	MONEDA LOCAL	DIVISAS	TOTAL
1.- Líneas de Sub-transmisión (69 KV)									
S/E N°4-S/E N°6	8.15	Km	100	40	150	60	815	1225.5	2040.5
S/E N°6-S/E N°3	6.67	Km	100	40	150	60	667	1000.5	1667.5
S/E N°3-S/E N°5	3.05	Km	100	40	150	60	305	457.5	762.5
S/E N°5-S/E N°6	3.50	Km	100	40	150	60	350	525.0	875.0
Total Subtransmisión:	21.37	Km					2137	3208.5	5345.5
2.- Subestaciones									
S/E N°1, 22/13.8 KV	2000	KVA	315	21	1,185	79	630	2370.0	3000.0
S/E N°2, 22/13.8 KV	2000	KVA	315	21	1,185	79	630	2370.0	3000.0
S/E N°3, 22/69 KV	20000	KVA	315	21	1,185	79	6300	23700.0	30000.0
S/E N°4, 22/69 KV	20000	KVA	315	21	1,185	79	6300	23700.0	30000.0
S/E N°4, 22/13.8 KV	5000	KVA	315	21	1,185	79	1575	5925.0	7500.0
S/E N°5, 69/13.8 KV	10000	KVA	315	21	1,185	79	3150	11850.0	15000.0
S/E N°6, 69/13.8 KV	10000	KVA	315	21	1,185	79	3150	11850.0	15000.0
P. Ind. 69/13.8 KV	12000	KVA	315	21	1,185	79	3780	14220.0	18000.0
Total Subestaciones	81000	KVA					25515	95985	121500
Costo Total:							27652	99,193.5	126,845.5

Total : S/ 126'845.500.00

Conclusiones y recomendaciones finales.- Del estudio realizado para el Anillo de Subtransmisión de la Ciudad de Cuenca debemos tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- 1.- Las condiciones de carga supuestas se basan en la proyección de la demanda y sus valores pueden variar notablemente si se cambian las hipótesis de desarrollo asumidas. La ubicación de las subestaciones se realizó de acuerdo a la configuración de la ciudad. Con estos antecedentes se debe diseñar un sistema con la suficiente flexibilidad para que su funcionamiento sea eficiente, aún para las condiciones más improbables:
- 2.- Este estudio por su naturaleza no prevee todas las condiciones de funcionamiento posibles, por ejemplo, se debería determinar el flujo de potencia año por año, sino que se asumen condiciones representativas.
- 3.- De los resultados obtenidos se recomendaría elaborar un estudio definitivo lo suficientemente flexible que sirva de Plan Maestro el cual se cumpliría en un período, de por ejemplo 15 años, de tal manera que su desarrollo se ajuste al referido Plan (elaboración de un Cronograma de Obras).
- 4.- Finalmente, la presente Tesis, no es un estudio completo de lo que sería el Anillo de Subtransmisión para la Ciudad de Cuenca, sino, únicamente trata de establecer un procedimiento a seguirse para un estudio definitivo tomando en cuenta los aspectos más importantes que deberían tenerse presente.

BIBLIOGRAFIA.-

- 1.- Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia
William D. Stevenson
McGraw Hill Book Company, Inc. Madrid. 1962
- 2.- Applied Protective Relaying.
Westinghouse Electric Corporation East Pittsburgh, Pa. 1959
- 3.- Distribution System
Westinghouse Electrical Corporation East Pittsburgh Pa. 1965
- 4.- Electrical Transmission and Distribution
Westinghouse Electrical Corporation East Pittsburgh Pa. 1965
- 5.- Power System Stability
Selden B. Crary
John Wiley and Sons, Inc. New York. 1962
- 6.- Power System Stability
E.W. Kimbark
John Wiley and Sons, Inc. New York. 1967
- 7.- Electrical Engineering
C.V. Christie
McGraw Hill. New York. 1938
- 8.- Electrical Power Transmission
J. Zaborszky
The Rensselaer Bookstone. Troy, New York. 1969
- 9.- Electrical Machinery
Fitzgerald - Kingsley
McGraw Hill. New York. 1962
- c10.- El arte y la ciencia de la protección por relevadores
C. Russell Masson
Cecsa. México. 1972

- 11.- Manual Standard del Ingeniero Electricista
A.E. Knowlton
Editorial Labor. España. 1967
- 12.- Electrical Power Transmission System
J. Robert Eaton
Prentice Hall. N.J. 1972
- 13.- Electrical Engineering
W. Erickson - N.H. Bryant
John Wiley. N.Y. 1957
- 14.- Electrical Power System Engineering
A.H. Knable
McGraw Hill N.Y. 1970
- 15.- Circuit Analysis of AC Power Systems
Edith Clarke
John Wiley. N.York. 1961
- 16.- Electrical Engineering
William H. Erickson
John Wiley. London 1959
- 17.- Redes Eléctricas
Zoppetti
Gustavo Gili S.A. Barcelona 1964
- 18.- Estudio Comparativo de los proyectos hidroeléctricos de
Saucay y Dudas Massar
Ingledow, Kidd and Associates Limited. Julio 1964
- 19.- Plan Quinquenal de Electrificación. 1973 - 1977
INECEL.-