

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA



92
Ejerc.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

"ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA
MEJORAR LA RED ELECTRICA DE
DISTRIBUCION DE LA COSTA AGRICOLA
DE HERMOSILLO"

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

LUIS ENRIQUE CASTELLANOS TELLEZ

GUADALAJARA, JALISCO 1987.



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

I.	INTRODUCCION.	Pag.
1.1	Generalidades	2
1.2	Situación Geográfica	3
1.3	Clima	3
1.4	Area	3
1.5	Suelos	4
1.6	Hidrología	4
1.7	Panorama Económico	4
II.	CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA	
2.1	Características generales de los sistemas de Energía Eléctrica.	14
2.2	Líneas de transmisión y subtransmisión.	15
2.3	Subestación de distribución.	19
2.4	Red de distribución	22
2.5	Características de la carga del sistema	25
2.6	Calidad del servicio.	25
III.	ANALISIS DE REGULACION DEL SISTEMA EN SUS PUNTOS CRITICOS.	
3.1	Líneas cortas	31
3.2	Cálculo eléctrico de una línea corta	35
3.3	Procedimiento para el cálculo.	39
3.4	Análisis de operación del sistema de distribución de S.E. Ocho.	41
3.5	Análisis de operación del sistema de distribución de la S.E. Nueve.	55
3.6	Conclusiones derivadas del análisis de regulación	70
IV.	ESTUDIO Y SELECCION DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION.	
4.1	Recalibración de conductor.	73
4.1.1	Análisis para circuito No. 2 S.E. Ocho.	75
4.1.2	Análisis para circuito No. 2 S.E. Nueve.	77
4.2	Bancos de Reguladores.	80
4.2.1	Análisis de regulación del circuito No. 2 S.E. Ocho.	81

	Pag.
4.2.2 Análisis de regulación del circuito No. 2 de S.E. Nueve	83
4.3 Banco de Capacitores	85
4.3.1 Corrientes activas y corrientes reactivas	85
4.3.2 Factor de potencia	86
4.3.3 Localización óptima de capacitores en derivación	88
4.3.4 Análisis del circuito No. 2 de S.E. Ocho	88
4.3.5 Análisis del circuito No. 2 de S.E. Nueve	95
4.4 Análisis Económico de Alternativas de Solución	98
4.4.1 Circuito No. 2 S.E. Ocho	98
4.4.2 Circuito No. 2 S.E. Nueve	99
4.5 Selección de alternativa de solución	100
V. CONCLUSIONES.	104
BIBLIOGRAFIA.	107

I. I N T R O D U C C I O N

1.1 GENERALIDADES.

Los inicios de la Costa Agrícola de Hermosillo, en lo que a electrificación se refiere, se remontan hasta el año de 1953; las ventajas del empleo de equipo eléctrico en la explotación del manto acuífero hacían que los esfuerzos se encaminaran en la modernización del equipo de bombeo, equipo que operaba con motores de combustión interna (diesel), fué ésta necesidad y en base a un estudio técnico-económico efectuado en esa época que Comisión Federal de Electricidad emprendió las obras necesarias para electrificar la zona.

Haciendo historia, nos encontramos con que la primera línea de transmisión de 115 KV. que fué construída, partía de la subestación denominada Hermosillo I, ubicada en la ciudad de Hermosillo, Sonora. En la construcción de la línea se emplearon estructuras de madera creosotada tipo "H" y cable conductor calibre 336.4 MCM ACSR. El objetivo de la construcción de ésta línea era el de alimentar una subestación reductora de distribución, denominada subestación Siete Cerros I, ubicada en la calle 36 Norte de esa región agrícola. Esta era una subestación típica de distribución, con un transformador trifásico de 5/6.25 MVA de capacidad de transformación, OA/-FA, con relación 105/13.8 KV., conexión delta-estrella, contando con 3 circuitos radiales que alimentaban a un número aproximado de 20 campos agrícolas.

Posteriormente se presentaron más solicitudes de electrificación en otras áreas de la región por lo que hubo necesidad de construir más subestaciones de distribución las cuales fueron denominándose: Siete Cerros II, Siete Cerros III, Siete Cerros IV, etc., hasta llegar a la fecha, a un total de doce, incluyéndose la subestación Bahía de Kino y la subestación Punto "P".

Actualmente, éstas subestaciones proporcionan energía a más de 500 pozos de bombeo, granjas avícolas y porcícolas, plantas despepitadoras de algodón, empacadoras, cuartos fríos, etc. a través de 38 circuitos de 13.8 v., que conforman una red de aproximadamente 1300 Km.

1.2 SITUACION GEOGRAFICA

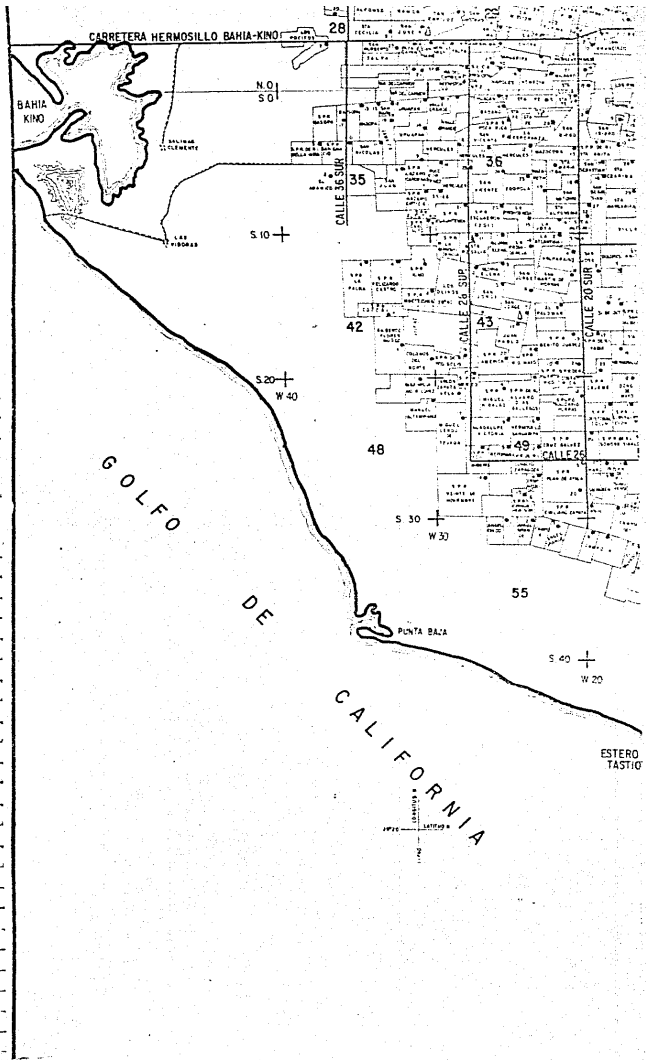
La Costa Agrícola de Hermosillo o Distrito de Riego No.51 comprende la zona "Costa de Hermosillo", que pertenece al municipio de Hermosillo y a su vez abarca la zona "El Sahuaral", perteneciente al municipio de Guaymas, Sonora. Por su producción que es considerada una de las zonas agrícolas más modernas y mejor organizadas del estado, se encuentra localizada en la parte media del estado de Sonora; es aledaña al Golfo de California y se halla comprendida entre los paralelos 28°22' y 29°45' latitud norte y los meridianos 111°00' y 112°25' longitud oeste. Su altura promedio sobre el nivel del mar es de 60 metros. (plano 1-1)

1.3 CLIMA

El Distrito de Riego No.51 esta clasificado como: "provincia de humedad 'E' (árida) y con tipo de vegetación desértica, el por ciento de humedad es deficiente durante todas las estaciones del año. Asimismo se clasifica como provincia de temperatura 'A' (tropical); la humedad relativa en el verano es de entre 25% y 34%. La temperatura media anual es de 21°C, la precipitación promedio en la zona de cultivos es de 162 mm., anuales y la evaporación oscila entre los 2200 y 2500 mm., anualmente, existiendo meses durante los cuales se registran evaporaciones del orden de los 300 mm." (Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos).

1.4 AREA

Debido a las condiciones de densidad de población y de extensión territorial, se ha considerado conveniente expresar la superficie del Distrito de Riego No.51 en número de hectáreas susceptibles de cultivo, ya que actualmente, la zona de riego se esta reduciendo debido al problema del abatimiento del manto acuífero. En el ciclo agrícola 1983-1984, el área total cultivada fué de 112,376 Has. de las cuales 99,156 Has. correspondieron a la unidad Costa de Hermosillo y 13,200 Has. correspondieron a la unidad Sahuaral.



CARRETERA HERMOSILLO BAHIA-KINO

BAHIA KINO

S. 10 +

S. 20 +
W. 40

GOLFO DE

DE

CALIFORNIA

PUNTA BALA

ESTERO TASTIG

28

35

42

48

55

36

43

49

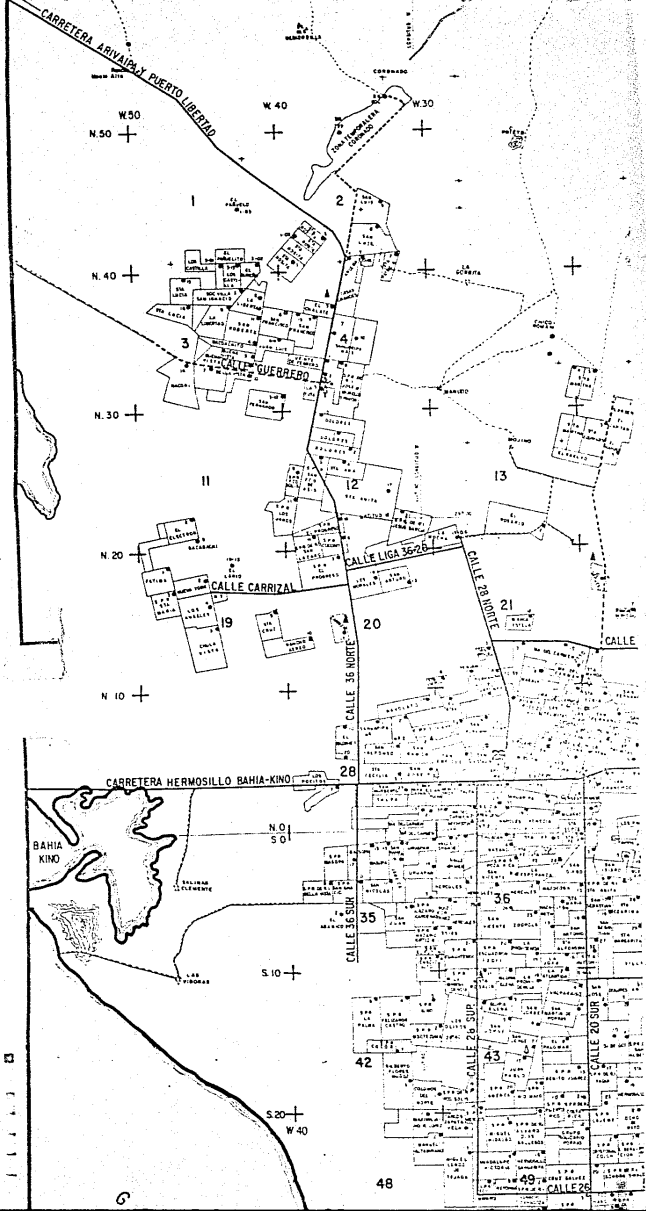
CALLE 25

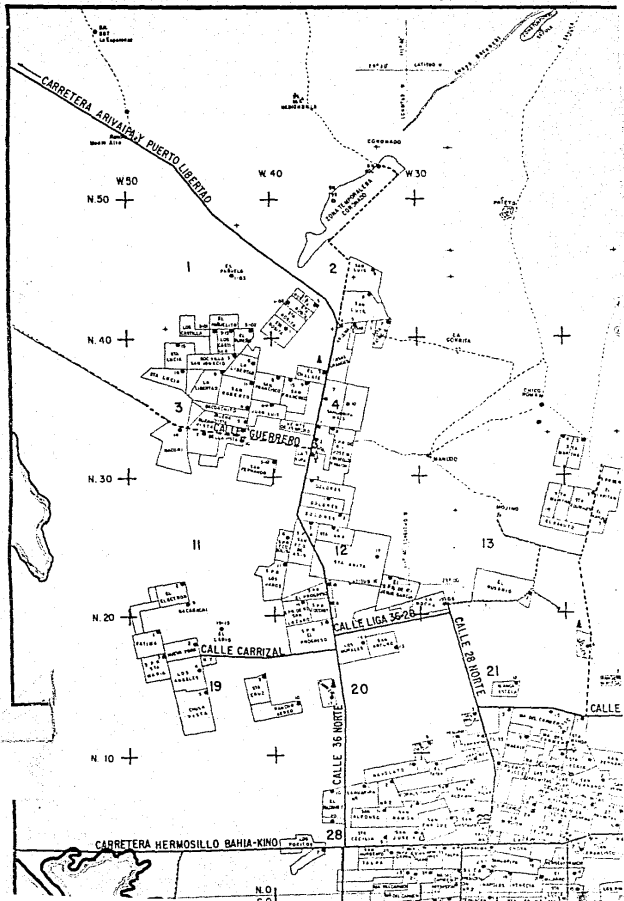
S. 40 +
W. 20

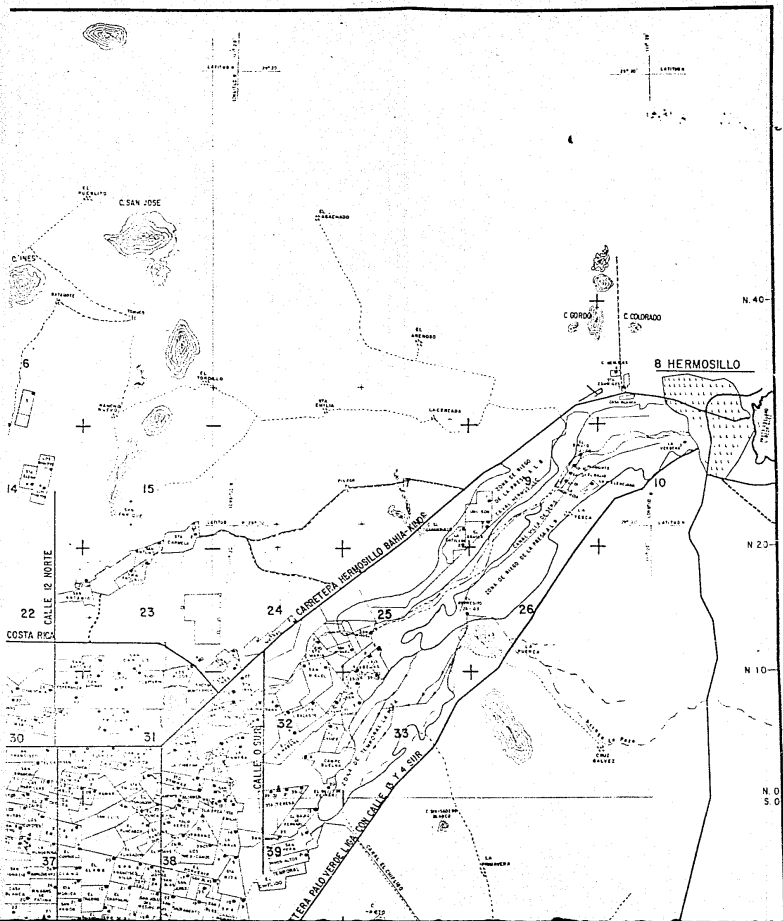
CALLE 36 SUR

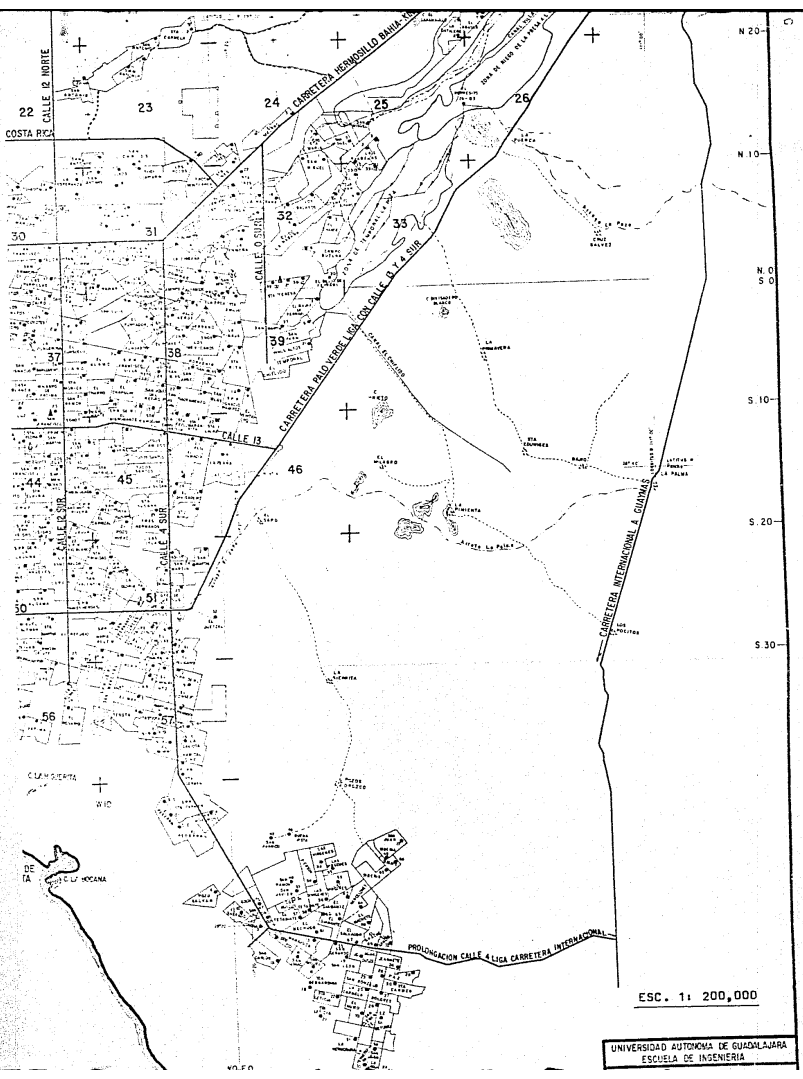
CALLE 42 SUR

CALLE 20 SUR



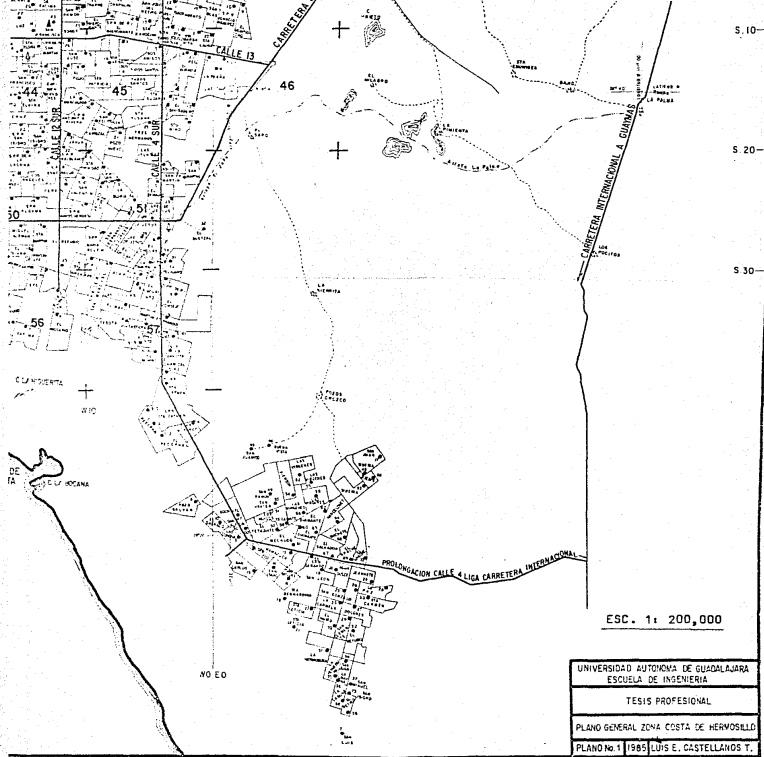






ESC. 1: 200,000

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE GUADALUPE
ESCUELA DE INGENIERÍA



ESC. 1: 200,000

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
ESCUELA DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
PLANO GENERAL ZONA COSTA DE HERMOSILLO	
PLANO No. 1	1985
LUIS E. CASTELLANOS T.	

1.5 SUELOS

"Los suelos de la región son planicies costeras muy amplias de relieve suave y uniforme, formados por depósitos aluviales que comprenden las partes bajas del Río Sonora (antiguo Delta), teniendo una pendiente promedio de 2 metros/kilómetro, siendo poca el área que se desfasa de ésta; predominando la textura fina en un 45% del total del área cultivable, 35% de textura media y 20% de textura gruesa. No se presenta en ningún caso el problema de niveles freáticos elevados pues cuenta con buen drenaje vertical interno y superficial." (Secretaría de Agricultura y Recursos Hídricos)

1.6 HIDROLOGIA

La zona de explotación de las aguas subterráneas en el Distrito de Riego No.51, comprende por una parte, la cuenca baja del Río Sonora y por la otra la cuenca del Arroyo del Bacoachi, constituyendo el acuífero en los volúmenes almacenados por la recarga de dichos cauces principalmente; estimándose en 350 millones de M³ ésta recarga anual, la calidad del agua está clasificada como de "buena calidad para la mayoría de los cultivos agrícolas":

1.7 PANORAMA ECONOMICO

La Costa Agrícola de Hermosillo, como hemos visto, comprende una amplia zona que presenta condiciones climatológicas, hidrológicas y geológicas más o menos homogéneas que no son idóneas, generalmente, para la explotación agrícola.

Estas condiciones adversas han hecho que se despierte un interés científico por conocer los métodos de explotación agrícola de la Costa, ya que, debido a los grandes volúmenes de producción, así como a las investigaciones que en ésta zona del estado de Sonora y en la zona del Valle del Yaqui realizó el Dr. Norman Borlaug, autor de la "Revolución Verde" y Premio Nobel de la Paz. El Dr. Borlaug sostiene en su obra que el empleo de fertilizantes y agentes químicos de manera científica puede multiplicar el

rendimiento de la tierra y así convertirse en una solución alternativa — del problema del hambre en el mundo.

La Costa de Hermosillo fué uno de los primeros sitios de la República Mexicana donde se realizaron estudios y experimentos tendientes a estudiar la viabilidad de la aplicación del método de riego por goteo que permite el ahorro de grandes volúmenes de agua. Asimismo, es aquí donde se localiza uno de los más grandes laboratorios de investigación biológica — del C.I.A.N.O. (Centro de Investigaciones Agrícolas del Noroeste), en donde se han podido obtener variedades híbridas mejoradas de distintas especies de cereales, principalmente trigo, que ya se exportan a países de Europa y Asia.

La Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos ha elaborado una estadística sobre la producción del Distrito de Riego No.51, correspondiente al ciclo de siembra 1983-1984, que comprende diversos aspectos, principalmente económicos y donde podemos observar la importancia de ésta zona agrícola. (tabla 1-1)

La extracción de los distintos volúmenes de agua, tanto para cultivos como para consumo humano está regida por las dotaciones autorizadas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos de acuerdo al tipo de tenencia de la tierra. Como se indica en la tabla 1-2. En ésta tabla puede apreciarse que el volumen total de extracciones del manto acuífero de la Costa Agrícola de Hermosillo es del orden de 802,103,000 m³ de agua, mientras que, como se hizo notar en "Hidrología", la recarga natural del manto acuífero proveniente de la cuenca baja del Río Sonora, así como la cuenca del Arroyo del Bacoachi es del orden de 350,000,000 m³ de agua, la que ha provocado que el manto presente un abatimiento que tendía a agudizarse a medida que aumentaba la explotación agrícola de la región. Este problema motivó a la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos a cancelar permisos de perforación de pozos, así como a restringir el uso de equipos de bombeo de mayor capacidad, además de regular la apertura de nuevas tierras de cultivo.

Todas éstas condiciones han inducido a los productores a emplear métodos científicos de explotación y riego; tales como el riego por goteo en el caso del cultivo de la vid, así como el mejoramiento de la red de canales de riego y la nivelación de los campos agrícolas. La tabla 1-3 nos muestra las condiciones de operación promedio de los pozos de la zona.

La eficiencia promedio, obtenida en la explotación de la Costa de Hermosillo tomando en cuenta las condiciones de ésta, así como el problema del abatimiento del manto acuífero y de la intrusión salina que contamina los depósitos naturales, es bastante alta la relación con otras regiones agrícolas del país, donde la explotación de la tierra se realiza en condiciones más favorables.

La tabla 1-4 nos muestra la eficiencia obtenida en la producción de la zona. Por todo lo anteriormente expuesto, se deduce la importancia de la región de la Costa de Hermosillo y el importante papel económico que juega en la productividad del Estado de Sonora.

El valor de la producción calculado para el ciclo agrícola 1983-1984 que hemos mencionado anteriormente es de \$12'857,857,563,735.00, cifra considerable que representa una fracción del espectro económico de la zona al no haberse considerado otros renglones como son: granjas avícolas y porcícolas, establos lecheros, despepitadoras, etc., que son de gran importancia también.

La Costa de Hermosillo, como hemos mencionado anteriormente, comprende un distrito agrícola exclusivamente de riego que depende de la extracción de agua por medio de pozos profundos y por razones técnico-económicas y de confiabilidad, es común el uso de equipo eléctrico en la operación de dichos pozos. En la tabla 1-5 se puede observar lo anterior. Además en la tabla 1-6 se aprecia que, hasta noviembre de 1984, el costo de la energía eléctrica necesaria para la extracción de cada millar de metro cúbico de agua, fué de: \$512.58, y tomando en cuenta que el volumen extraído promedio anual es de 750,000 millares de metros cúbicos, concluimos que el costo de la energía proporcionada por Comisión Federal de Electricidad destinada exclusivamente al riego asciende a \$384'435,000.00 anuales.

Puede concluirse la gran importancia que representa una eficaz distribución de la energía eléctrica para ésta notable región agrícola, cuya explotación no sería posible sin ella, y que en condiciones actuales quedaría paralizada si el suministro de energía fallara completamente.

SECRETARIA DE AGRICULTURA Y RECURSOS HIDRAULICOS
 REPRESENTACION GRAL. EN EL ESTADO DE SONORA
 DISTRITO DE RIEGO No.51 - COSTA DE HERMOSILLO

(tabla 1-1)

INDICADORES DE PRODUCCION, CICLO AGRICOLA 1983-1984.

CULTIVO	UNIDAD COSTA DE HERMOSILLO MAS SAHUARAL					
	SUPERFICIE SEMBRADA	(HAS) COSECHADA	PRODUCCION (TONS)	VALOR DE LA PROD. (\$)	COSTOS \$/HA	UT. AP. (\$)
<u>C. INVIERNO:</u>						
TRIGO	46,685	46,685	231,974	3,247'636,000	38,409	1,454'511,835
GARGANZO	12,855	12,710	22,798	1,709'850,000	53,864	1,017'428,280
CARTAMO	4,870	4,870	6,652	150'335,200	27,650	15'679,700
CEBADA	1,660	1,660	6,308	100'928,000	40,500	33'698,000
HORTALIZAS	520	520	5,831	78'619,373	125,500	13'619,373
OT. INV.	282	282	3,758	24'822,000	23,041	18'324,438
SUBTOTAL:	66,872	66,727	276,321	5,312'190,573	-0-	2'553,261,626
<u>C. PRIM-VER:</u>						
ALGODON	8,545	8,545	25,635	1,922'625,000	89,914	1'154'309,870
FRIJOL	1,957	1,957	2,161	63'749,500	26,060	12'750,000
AJONJOLI	4,538	4,420	3,885	330'225,000	35,796	167'782,752
MAIZ	425	425	1,254	24'076,800	33,336	9'909,000
SORGO	256	256	1,101	13'872,600	27,134	6'926,296
SOYA	60	60	108	3'348,000	41,500	858,000
CACAHUATE	108	108	238	13'090,000	52,583	7'411,036
HORTALIZAS	172	172	2,725	24'362,262	125,000	2'862,262
OT. PRIM-VER.	20	20	80	720,000	25,200	216,000
SUBTOTAL:	16,081	15,963	37,188	2,396'069,162	-0-	1,363'025,296
<u>C. PERENNES:</u>						
VID	10,484	8,800	113,550	3,213'465,000	95,710	2,210'041,360
CITRICOS	2,227	2,200	48,400	968,000,000	73,444	804'440,212
NOGAL	2,300	1,300	1,508	361'920,000	75,000	189'420,000
DURAZNO	570	325	2,405	192'400,000	143,407	110'658,010
PERSIMO	20	20	120	10'200,000	105,400	8'092,000
HIGUERO	53	40	315	25'200,000	115,800	19'062,600
MANZANO	241	40	325	18'525,000	106,624	7'171,384
JUJOBA	343	318	95	61'750,000	55,000	42'885,000
ALFALFA	1,600	1,600	22,112	265'344,000	51,500	182'944,000
OT. PERENNES	95	20	100	32'500,000	84,210	24'500,050
SUBTOTAL:	17,933	14,663	188,930	5,149'304,000	-0-	3,584'871,848
TOTAL:	100,886	97,353	502,439	12'857,563,735	-0-	7,501'158,770

CONDICIONES DE OPERACION - POZOS (CICLO AGRICOLA 1983-1984)
 DISTRITO DE RIEGO No.51

TIPO DE - TENENCIA	DIAMETRO	CANTIDAD DE POZOS	DOTACION NOMINAL	DOTACION TOTAL (MM3)
Peq. prop.	6"	19	700	13,300
Peq. Prop.	8"	5	1,244	6,220
peq. prop.	10" Y 12"	354	1,555	550,470
		378		569,990.0
Col. orig.	10" y 12"	78	2,107	164,346
Nuevas col.	10" y 12"	21	1,555	49,760
Nuevas col.	6"	1	700	700
		111		214,806.0
Ejidos orig.	10" y 12"	6	2,107	12,642
Nuevos ej.	10" y 12"	3	1,555	4,665
SUMA: =====		498		802,103.0

(tabla 1-2)

CONDICIONES DE OPERACION - POZOS

GASTO MEDIO AFORADO:	116	1.p.s.
REGADERAS EN OPERACION:	4,451	Kms.
REGADERAS REVESTIDAS CON CONCRETO:	3,200	Kms.
SUPERFICIE NIVELADA CIENTIFICAMENTE:	42.100	Hts.
COSTOS PROMEDIO DE:		
a).- REVESTIMIENTO	\$ 1'300,000.00	
b).- NIVELACION	50,000.00	
c).- BOMBEO	4,161.28	

(tabla 1-3)

OPERACION - EFICIENCIAS

Superficie sembrada en el ciclo 1983-1984	88,777	Has.
Lámina total promedio:	71.9	Cms.
Uso consuntivo promedio:	70.5	Cms.
Eficiencia en conducción:	89.3	%
Eficiencia en riego:	84.	%
EC X ER:	75	%

(tabla 1-4)

CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE BOMBEO

ZONA	DIAMETRO (PULGADAS)				COMBUSTION	ELECT.	TOTAL
	6"	8"	10"	12"			
I	0	1	81	11	1	92	93
II	1	2	120	10	1	132	133
III	1	0	112	16	1	128	129
IV	18	2	109	14	6	137	143
TOTAL: *****	20	5	422	51	9	489	498

ZONA	COMBUSTION INTERNA				ELECTRICOS				TOTAL
	6"	8"	10"	12"	6"	8"	10"	12"	ELECT. COMB.
I	0	0	1	0	0	1	80	11	93
II	0	0	1	0	1	2	119	10	133
III	0	0	1	0	1	0	111	16	129
IV	2	2	2	0	16	0	107	14	143
TOTAL: *****	2	2	5	0	18	3	417	51	498

(tabla 1-5)

CALCULO DEL COSTO DE BOMBEO POR MILLAR DE M3 PARA DOTACION DE 1217 MM3.

I.- COSTOS DIRECTOS:

a).-	Costo de energía eléctrica _____	\$ 512.58
b).-	Reparación de la bomba _____	144.10
c).-	Seguro del motor, subestación eléctrica y refaccio- nes adicionales _____	349.80
d).-	Lubricantes y otros _____	61.63
e).-	Cuota SARH _____	32.80
		<u>\$1,100.91</u>

II.- COSTOS INDIRECTOS:

a).-	Interés sobre la inversión media de perforación y ademe _____	\$1,118.72
b).-	Interés sobre la inversión media del motor y subestación _____	746.54
c).-	Interés sobre la inversión media de la bomba _____	704.96
d).-	Depreciación de la bomba _____	469.98
e).-	Depreciación del motor y subestación _____	184.33
f).-	Depreciación de perforación de pozo y ademe _____	310.76
	SUBTOTAL - - - - -	<u>\$3,535.29</u>
	COSTO TOTAL POR MM3 - - - - -	<u>\$4,626.20</u>

(tabla 1-6)

II

CARACTERISTICAS GENERALES

DEL SISTEMA

2.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA

Un sistema de energía eléctrica consiste en una gran diversidad de — cargas eléctricas en una región, en las plantas generadoras para producir la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, de regulación de la tensión y de control de frecuencia requeridas. (fig. 2-1).



Fig. 2-1 Representación Esquemática de un Sistema de Energía Eléctrica.

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede — principalmente de alguna de las siguientes fuentes:

- Aprovechamiento de caídas de agua.
- Combustibles fósiles (Petróleo, gas natural, carbón).
- Fisión nuclear.

La localización de las plantas generadoras, en el caso de las plantas hidroeléctricas y geotérmicas, está determinada por el lugar donde se dan las condiciones naturales para realizar una conversión económica de la — energía en energía eléctrica (incluyendo en la evaluación de la economía — del proyecto el costo de la transmisión de la energía eléctrica hasta los—

lugares de consumo). En general éste tipo de desarrollos queda localizado lejos de los centros de consumo y requiere un sistema de transmisión de alta tensión para el transporte de la energía eléctrica.

En lo que se refiere a las plantas termoelectricas que utilizan combustibles fósiles, resulta en general más económico transportar el combustible que la energía eléctrica, de manera que la tendencia en el pasado ha sido instalarlas cerca de los centros de consumo. Esto seguirá siendo aplicable para las plantas generadoras con turbinas de gas, que se usan para operar durante las horas de demanda máxima.

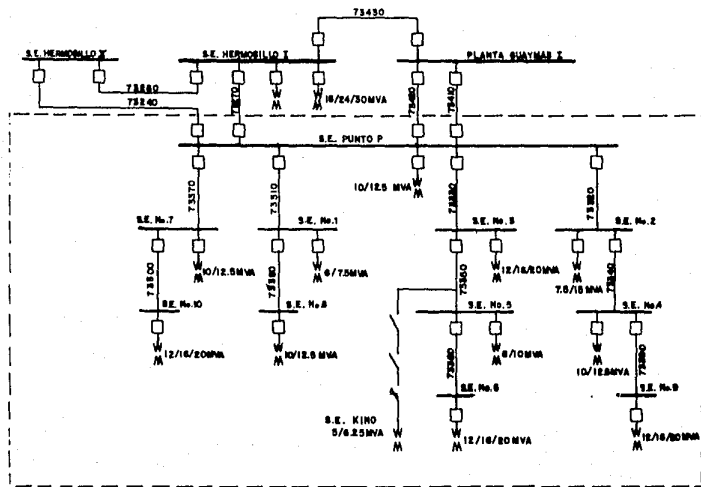
En las plantas nucleares el costo del transporte del material de fisión es despreciable y no existe emisión de gases de combustión a la atmósfera, pero el gran tamaño de las unidades y la necesidad de agua de refrigeración hacen que no se instalen en la proximidad de los centros de consumo.

Actualmente la demanda de energía eléctrica en la Costa de Hermosillo es proporcionada por el sistema interconectado de la División Noroeste de la Comisión Federal de Electricidad que comprende los estados de Sonora y Sinaloa. (plano 2-1)

2.2 LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

En el diagrama unifilar de la fig. 2-2, podemos observar que el área objeto de este estudio es alimentada por cuatro líneas de transmisión, aisladas a una tensión de 115 Kv., que convergen en la subestación troncal de interconexión denominada subestación Punto 'P', llamada de interconexión por ser la subestación que cierra el anillo que protege la zona Hermosillo en caso de presentarse falla en las líneas que alimentan a esa zona.

Esta subestación troncal además de la importancia que tiene para el sistema es también el punto de partida de cuatro líneas radiales de subtransmisión de 115 Kv., que alimentan a las 11 subestaciones de potencia que se encuentran diseminadas en toda la zona agrícola. En la tabla 2-1 se muestra una relación con las características principales de las líneas de transmisión y subtransmisión adscritas a la zona.



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
ESCUELA DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
DIAGRAMA UNIFILAR ZONA COSTA HILLO.	
FIG.2-2	1985 LUIS E. CASTELLANOS T.

CIRCUITO (Clave)	LONGITUD (Kms)	CONDUCTOR CAL. MAT.	No. SOPORTES Y TIPO			
			PM	PC	TA1	TA2
HLU-73270-SPP	29.75	336.4 ACSR	104			
HLU-73240-SPP	32.35	336.4 ACSR			52	30
PGU-73410-SPP	68.25	477 ACSR	136			106
MIL-73420-SPP	67.60	477 ACSR			74	106
SPP-73310-SBU	33.20	336.4 ACSR	135			
SPP-73320-SBD	9.60	336.4 ACSR	40			
SPP-73330-SBT	14.00	336.4 ACSR	50			
SBD-73340-SBC	20.50	336.4 ACSR	83			
SBT-73350-PTB	2.00	336.4 ACSR	11			
PTB-73350-SBI	12.10	397.5 ACSR	38			
PTB-73350-PTC	8.00	336.4 ACSR	33			
PTC-73350-SBK	9.00	4/0 ACSR	96			
SBI-73360-SBS	11.00	397.5 ACSR	56			
SPP-73370-SBE	14.80	336.4 ACSR	30			
SBU-73380-SBO	19.20	336.4 ACSR	79			
SBC-73390-SBN	29.80	336.4 ACSR		143		
SBE-73300-SBZ	15.10	477 ACSR	78			
TOTAL : 14 líneas 396.25 Kms			969	143	126	242

Tabla 2-1 Relación de líneas de transmisión 115 Kv.
zona Costa de Harnosillo.

Debido a la topología radial de las líneas de subtransmisión es importante la inspección y mantenimiento de las mismas ya que la ocurrencia de falla en alguna de ellas provocaría la pérdida de carga en una o más subestaciones creando molestias a los usuarios y pérdidas económicas a C.F.E.

Con el fin de minimizar el número de salidas de línea, por fallas, se elabora un programa anual de mantenimiento preventivo, de acuerdo al historial de cada línea.

En la tabla 2-2 se muestra una relación de las salidas de línea por falla durante el año de 1984. En ella podemos observar que en ese año se presentaron 4 salidas de línea que representan un 0.010 salidas de línea por kilómetro de línea construida, habiéndose afectado un total de 35.8 MW durante 12 horas.

CIRCUITO	TIEMPO SALIDA (Hrs.)	CARGA AFECTADA (MW)
SBE-73300-SBZ	5.0	3.0
SBE-73300-SBZ	4.5	3.8
SBC-73390-SBN	1.0	7.0
SBD-73320-SBC	1.5	15.0

Tabla 2-2 Salidas de línea con carga afectada en la Costa de Hermosillo, año 1984

2.3 SUBESTACION DE DISTRIBUCION

Actualmente la capacidad de transformación instalada en la Costa de Hermosillo suma un total de 168.75 MVA., distribuidos en 12 subestaciones de potencia, las cuales presentan en general, con excepción de la subestación troncal Punto 'P', las mismas características en cuanto a diseño y tipo de equipo eléctrico primario. En la fig. 2-3 se muestra el diagrama unifilar de una subestación típica de distribución, incluyendo sus protecciones.

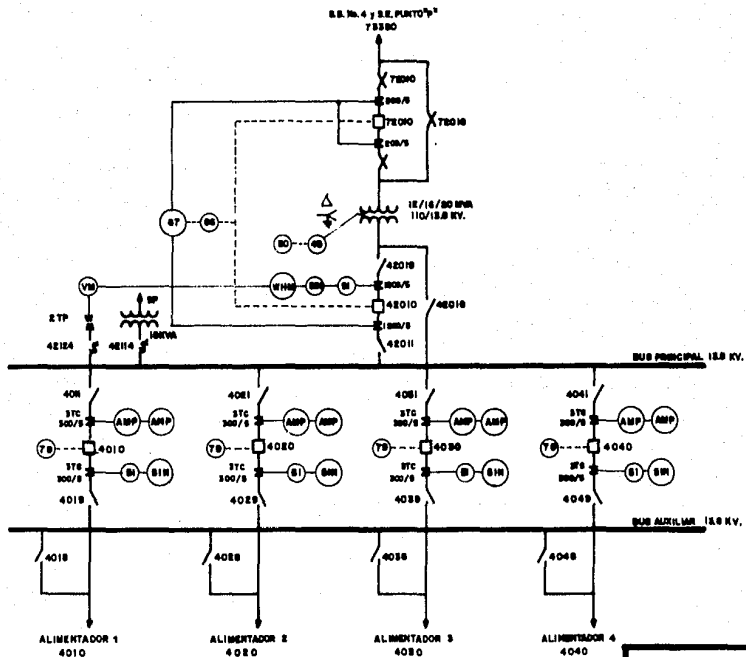
Como mencionamos en el párrafo anterior, se puede hablar de cierta homogeneidad en lo referente a las características de los equipos instalados en la zona; para reafirmar lo dicho, mostramos algunas de las principales:

a).- Transformadores de potencia.

La totalidad de las instalaciones de la zona, exceptuando la subestación Punto 'P', cuentan con transformadores trifásicos; relación de transformación 110/13.8 Kv., conexión: delta/estrella aterrizada; sistema de enfriamiento tipo DA/FA ó OA/FA1/FA2; la capacidad de transformación varía de acuerdo al crecimiento de la carga previsto para una región en particular. Además otra característica que es conveniente señalar es que, todos cuentan con cambiadores de taps sin carga, por lo que hay que considerar el comportamiento de la carga para programar con tiempo los cambios de taps necesarios durante el año con el fin de afectar lo menos posible a los usuarios.

b).- Interruptores de línea y de transformador.

En la Costa de Hermosillo existen un total de 25 interruptores que operan a una tensión nominal de 115 Kv., 22 de ellos contienen aceite como medio de interrupción del arco y en los 3 restantes, la interrupción es —



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
ESCUELA DE INGENIERIA

TESIS PROFESIONAL

DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION Y MEDICION DE UNA
ALIMENTACION DE DISTRIBUCION TIPOA 13.8 KV DE UNILA

FIG.2-3 1985 LUIS E. CASTELLANOS T.

efectuado en el gas de nombre: hexafluoruro de azufre (SF6); además todos tienen mecanismo de operación neumática (aire), trabajan a una corriente nominal de 1200 amperes y su capacidad interruptiva es de 5000 MVA. Es importante mencionar que 23 de ellos son de la marca Mitsubishi y los 2 restantes; General Electric.

c).- Interruptores de respaldo del transformador y de alimentadores.

Los interruptores de respaldo de transformador suman 12 piezas, operando a una tensión nominal de 14.4 Kv., 10 de los cuales tienen aceite como medio de extinción de arco y en 2 la interrupción es realizada por sopleo magnético.

En lo que respecta a interruptores de alimentador, del total de 38 en operación 28 tienen aceite como medio de interrupción y en los 10 restantes ésta se efectúa por sopleo magnético y en lo referente al mecanismo de operación, 19 trabajan con sistema de resorte, 16 con sistema neumático (aire), y 3 con solenoide.

En resumen, en la Costa de Hermosillo se opera únicamente con 5 marcas diferentes de interruptores; 3 medios de extinción de arco; aceite, - SF6 y sopleo magnético; y 3 sistemas de operación de mecanismo: resorte, - solenoide y neumático. Desde el punto de vista operación, esto representa una ventaja con respecto a otras zonas que cuentan con una gran diversidad de marcas y por ende diferentes en su diseño y operación.

Las ventajas más palpables son dos: 1era. se cuenta con un lote de refacciones suficientes para atender un desperfecto de los interruptores y 2da. el personal de mantenimiento conoce con más rapidez el equipo y por lo tanto se encuentra más capacitado para resolver cualquier falla en un menor tiempo, redundando en un menor costo de pérdidas por ser menor el tiempo de interrupción del servicio.

Otra característica de las subestaciones de la zona y que es importante mencionar es el hecho que 10 de ellas ya cuentan con el sistema denominado Control Supervisorio, el cual es un sistema implementado por C.F.E. - para las subestaciones desatendidas (todas las subestaciones de la costa -

por su condición rural son desatendidas).

El Control Supervisorio lo podemos definir como: un conjunto de dispositivos o equipos electrónicos encargados de controlar y supervisar una subestación o central eléctrica, siendo la operación de control de un mismo lugar llamado normalmente estación maestra. Las funciones con las que cuentan estos equipos son básicamente las siguientes:

- a).- CONTROL : Ejecutar una orden a control remoto, la cual actuará sobre un dispositivo dentro de una subestación o central, siendo normalmente un relevador o un interruptor.
- b).- INDICACION: La señal recibida o cambio de estado de un interruptor así como la indicación de una alarma.
- c).- MEDICION : La obtención de lecturas instantáneas, tales como: amperaje, potencia activa, potencia reactiva y voltaje.

Todo éste protocolo de comunicación con que cuentan estos sistemas de control supervisorio son enlaces con líneas telefónicas, radio, líneas de alta tensión y micro ondas.

Las velocidades de transmisión varían desde 50 hasta 2400 bits por segundo, la transmisión de la información es del tipo de telegrama o código, el cual sirve para la comunicación entre la maestra y las estaciones remotas en el desarrollo de las funciones ya consideradas.

Cabe señalar, que a pesar de que la inversión inicial es grande, debido al costo del sistema éste se amortiza en un plazo no mayor a 3 años, — comparándolo con el costo que significa el tener operadores durante 3 turnos diarios.

2.4 RED DE DISTRIBUCION

La corriente alterna permite seleccionar la tensión adecuada para mantener los conductores de las líneas dentro de sus condiciones económicas — de operación, además de presentar la ventaja de que la potencia total suministrada es constante siempre que el sistema trifásico sea equilibrado.

Esta tensión puede variar en los elementos en serie del sistema, des-

de la planta generadora hasta el consumidor; ahora bien puede seleccionarse el valor de tensión más adecuado según sea la potencia y la distancia - hasta el lugar de consumo.

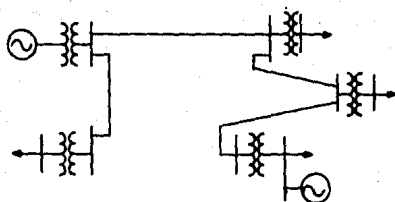
Comisión Federal de Electricidad está empleando, salvo excepciones, - la tensión 13.2 Kv. en los circuitos primarios de las redes de distribu- ción tanto urbanas como rurales.

Los circuitos primarios de la Costa de Hermosillo son de topología ra dial, es decir tienen la configuración más sencilla y generalmente con la alternativa de menor costo. Su característica esencial es que toda la car ga se alimenta desde una sola fuente.

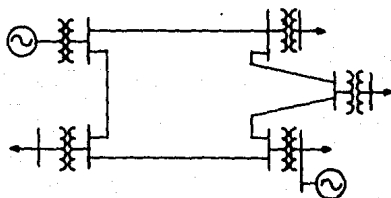
Este tipo de sistema tiene muchas variantes ya que puede ser un cir- cuito alimentando una carga única o un circuito primario que alimente un - gran número de ramales distribuidos a lo largo del mismo; su principal des ventaja es que se requiere mayor tiempo para reanudar el servicio cuando - se presente una falla o se realicen trabajos de construcción o mantenimien- to comparado con otros sistemas más flexibles, tales como el sistema en - anillo o el tipo red. (fig. 2-3).

Como ya mencionamos en el capítulo I, el sistema de distribución de - la Costa de Hermosillo consta de más de 1300 Kms. de redes, distribuidos - en 38 alimentadores. Algunos de éstos circuitos tienen más de 25 años de antigüedad y por consiguiente ya muestran signos de deterioro en lo que - respecta a postes y crucetas de madera, representando seguros puntos de - falla y si a esta situación le agregamos el hecho de que el sistema es de topología radial obtenemos como resultado que el mayor número de pérdidas económicas se registra en la red de distribución; ya que, como vimos anteriormente en lo que respecta a fallas en líneas de transmisión y en subestaciones el número de ellas se puede considerar normal.

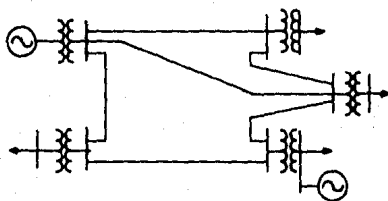
En el año de 1984 se presentaron, en la red de distribución, un total de 142 salidas de circuito por falla, promediando cada uno, aproximadamente 3 horas de interrupción en el servicio; de éste número de salidas, tenemos que las causas que las originaron fueron: 48% ocasionadas por fallas en - los equipos de los usuarios: fallas en los motores, apartarrayos quemados,



a) Sistema radial



b) Sistema en anillo



c) Red

Fig. 2-3 Distintos arreglos topológicos de un sistema.

instalación de alambres de cobre en lugar de fusibles adecuados en sus transformadores, vandalismo, quema de tazol de trigo, etc.; un 24% fué ocasionado por fenómenos naturales: descargas atmosféricas, lluvias y vientos fuertes etc., un 24% por falta de mantenimiento: fallas en conectores mecánicos, postes y crucetas podridos, fallas en empalmes; y el 4% restante por vandalismo y accidentes automovilísticos.

Todas éstas interrupciones, además de las pérdidas para la empresa, por la energía dejada de vender, significaron el pago de más de 1800 horas de tiempo extraordinario al personal de mantenimiento de líneas, lo que representa una fuerte erogación para C.F.E. . Aunque, si bien es cierto, algunas de las fallas no se pueden evitar, la mayoría de ellas se pueden prevenir de 2 formas: Concientizando a los usuarios para que cumplan con las normas establecidas por C.F.E. lo que les traerá beneficios a ellos mismos. y la otra manera de disminuir el número de salidas de circuito, es intensificando el mantenimiento preventivo a los circuitos, contando para ello con la ayuda de las canastillas y pértigas para trabajos en líneas energizadas.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA DEL SISTEMA.

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial y residencial).

En general, una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es el caso por ejemplo de un motor de inducción. Naturalmente, las cargas puramente resistivas (lámparas incandescentes, calefactores eléctricos, etc.) absorben únicamente potencia real.

La potencia suministrada en cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la función total varía en función del tiempo, siguiendo una curva que puede predeterminarse con bastante aproximación y que depende del ritmo de actividades humanas en la región servida por el sistema.

El bombeo agrícola es la carga más importante que presenta la Costa de Hermosillo, la cual puede considerarse como servicio pesado y continuo

ya que se efectúa durante la mayor parte del día todo el tiempo que dura el ciclo de riego anual.

En la Costa de Hermosillo podemos considerar que las cargas pico en el año se presentan durante el lapso comprendido entre los meses de Enero a Abril, debido a que son los meses de riego del trigo y cuando se inicia el riego de la vid y el nogal. En la fig. 2-4 podemos apreciar las demandas máximas presentadas en la zona durante los años de 1982 a 1984 lo que confirma nuestra aseveración.

Como hemos mencionado, el bombeo agrícola representa la carga más importante en la zona, éste bombeo es logrado con el equipo eléctrico cuyas características se relacionan a continuación:

- a).- Motor eléctrico vertical flecha hueca, de alto empuje axial, — trifásico, diseño NEMA, de 50/60 ciclos, 220/440 voltios, con aislamiento clase "B" para operar en ambiente de 40°C hasta 1000 MGNM.
- b).- Un transformador de distribución y potencia, sumergido en aceite y enfriamiento propio, trifásico de 60 ciclos de 13200 voltios en alta tensión a 220 y/127 ó 440 y 254 voltios en baja — tensión.
- c).- Un aparato de arranque autostarter para operación manual a voltaje reducido con bobina de bajo voltaje, trifásico, 50/60 ciclos.
- d).- Un interruptor de seguridad de navaja para fusibles de tipo cartucho de tiro sencillo, 3 polos, caja "NEMA 1".
- e).- 1 juego de cuchillas y apartarrayos de 15Kv. con neutro a tierra.

2.6 CALIDAD DEL SERVICIO.

Ya hemos visto que el suministro de energía eléctrica debe realizarse con una calidad adecuada, de manera que los aparatos que utilizan la energía eléctrica funcionen correctamente. La calidad del suministro de energía eléctrica queda definida por los siguientes tres factores: continuidad del servicio, regulación del voltaje y control de la frecuencia.

En lo que respecta a continuidad del servicio hemos analizado en sec-

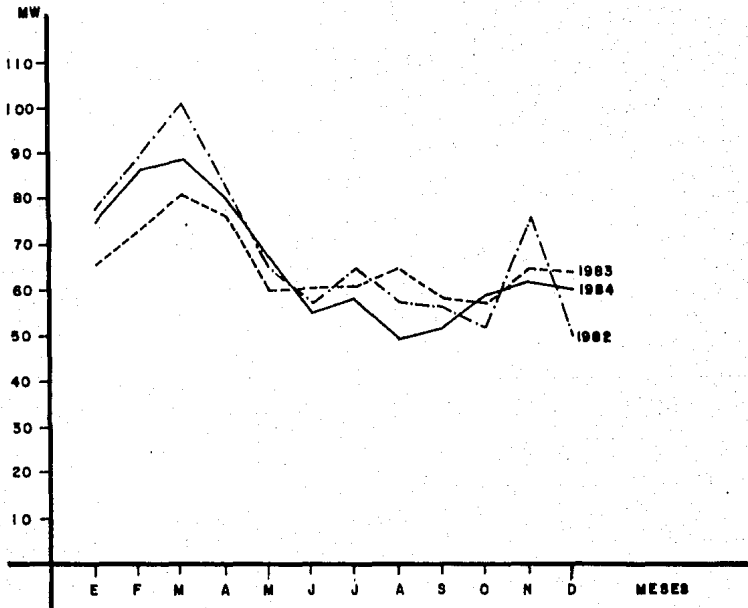


FIG 2-4... Gráfico de demandas máximas anuales
Trienio 1982-1984
Zona Costa de Hermosillo

ciones anteriores, las formas de mejorarlo, por lo que enfocaremos nuestro interés en el aspecto regulación de voltaje, objeto de éste estudio.

Los aparatos que funcionan con energía eléctrica y están diseñados para operar a un voltaje determinado y su funcionamiento será satisfactorio siempre que el voltaje no varíe más allá de ciertos límites.

Para el caso de las lámparas incandescentes, un voltaje menor que el nominal disminuye el flujo luminoso; por ejemplo, una reducción de 10% del voltaje reduce el flujo luminoso al 70% de su valor nominal y el consumo de la lámpara al 85%; un voltaje mayor que el nominal acorta la vida de la lámpara: con un 10% de aumento del voltaje la vida teórica de la lámpara se reduce al 30% de la normal.

En las lámparas fluorescentes la variación del flujo luminoso con el voltaje aplicado es algo menor que en las lámparas incandescentes. En cambio el voltaje afecta el arranque y en general la lámpara no se prende si el voltaje es 90% o menor del voltaje nominal. El voltaje excesivamente alto causa calentamiento del balasto; tanto el voltaje alto como el bajo acortan la vida de la lámpara.

La fig. 2-5 muestra la variación de las características de un motor de inducción en función del voltaje aplicado. El par de arranque es proporcional al cuadrado del voltaje aplicado, de manera que un bajo voltaje reduce considerablemente el par de arranque. La corriente de plena carga aumenta al disminuir el voltaje, lo que puede causar calentamiento excesivo al motor. La velocidad del motor, en cambio, es poco sensible a las variaciones del voltaje. En general los motores de inducción están diseñados para trabajar satisfactoriamente con variaciones de $\pm 10\%$ del voltaje nominal.

Todo lo anterior hace ver la importancia de la regulación del voltaje en un sistema eléctrico. Una variación de $\pm 5\%$ del voltaje en los puntos de utilización, con respecto al voltaje nominal, se considera satisfactoria; una variación de $\pm 10\%$ se considera tolerable.

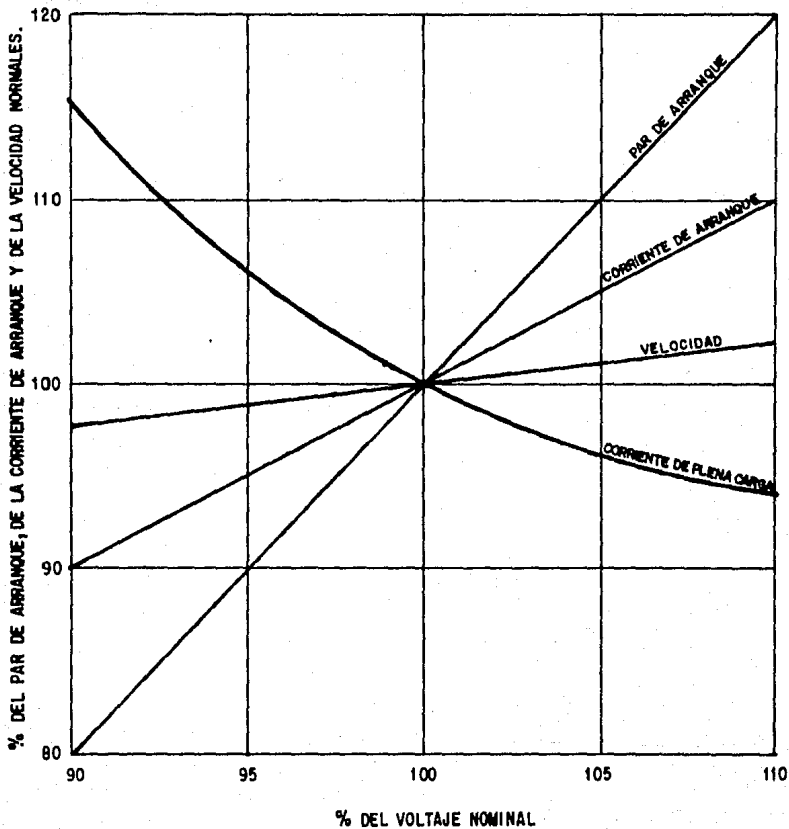


FIG. 2-5 VARIACION DE LAS CARACTERISTICAS DE UN MOTOR DE INDUCCION EN FUNCION DEL VOLTAJE APLICADO.

III

ANALISIS DE REGULACION

DEL SISTEMA EN SUS

PUNTOS CRITICOS

Considerando que el sistema de distribución de la Costa de Hermosillo comprende una zona demasiado extensa como para poder desarrollar un análisis de cada una de las áreas alimentadas por el sistema, enfocaremos nuestro estudio a las zonas más afectadas por baja regulación, zonas que son alimentadas por 2 subestaciones: subestación No. Ocho (Plano 3-1) y subestación No. Nueve (Plano 3-2).

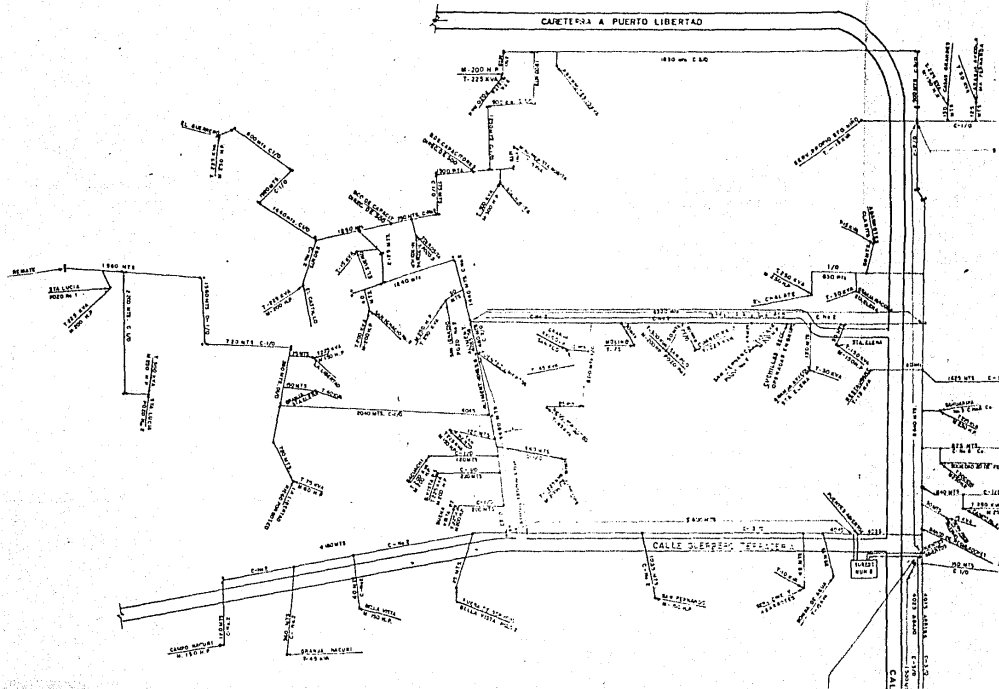
En teoría, la carga máxima que puede ser distribuida en un sistema si no está limitada por la máxima corriente permisible en los conductores y por el equipo de transformación, está determinada por el máximo voltaje permisible en el punto de utilización de circuito en el momento de demanda máxima.

Es por lo anterior que, mientras en las líneas de transmisión la eficiencia es el factor decisivo para su diseño y construcción, en los sistemas de distribución es la regulación.

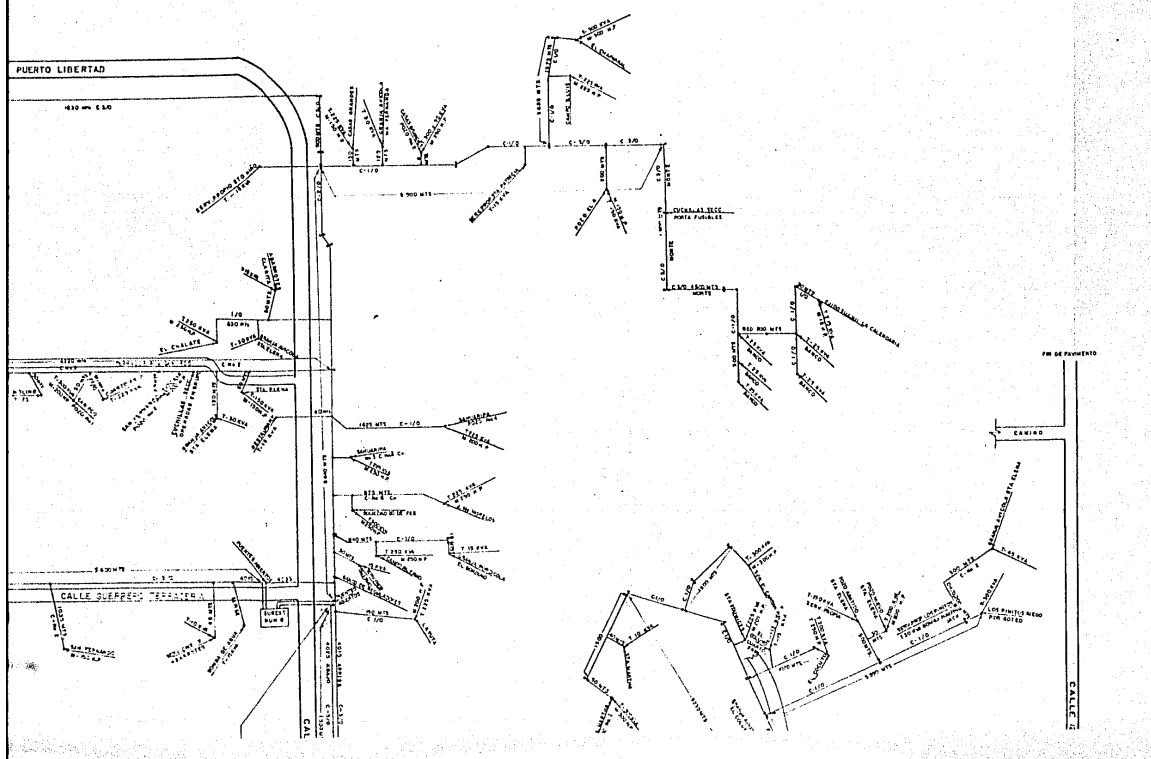
3.1 LINEAS CORTAS.

Los bajos voltajes de operación y las cortas distancias de los sistemas de distribución, como el que ocupa éste estudio, hacen posible tratarlos como líneas eléctricamente cortas (no más de 60 Kms. de longitud y voltajes menores a 40 Kv.), por lo tanto, consideraremos la influencia de la resistencia eléctrica y la reactancia inductiva, despreciando, por ser error muy pequeño, la reactancia capacitiva; por lo que cada fase de la línea puede representarse por una impedancia en serie igual a la impedancia por unidad de longitud multiplicada por la longitud de la línea.

En el circuito equivalente de la fig. 3-1, r es la resistencia efectiva en serie total de la línea, X_L es la reactancia inductiva en serie total de la línea, \bar{I} es la corriente en una fase, $V_{\bar{0}}$ es el voltaje al neutro en el extremo generador de la línea y $V_{\bar{r}}$ es el voltaje al neutro en el extremo receptor de la línea.



PUERTO LIBERTAD

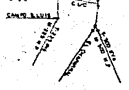
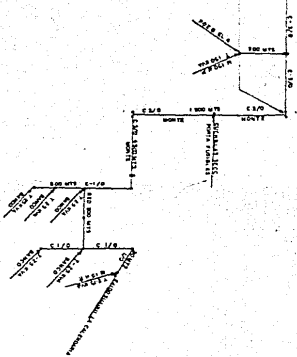
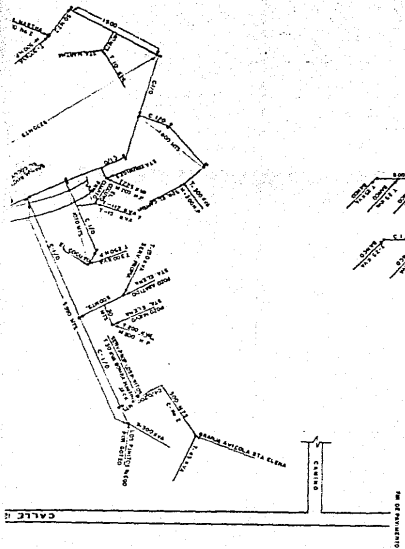


FIN DE PAVIMENTO

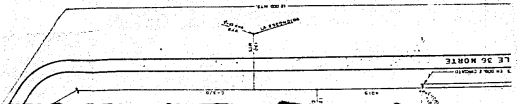
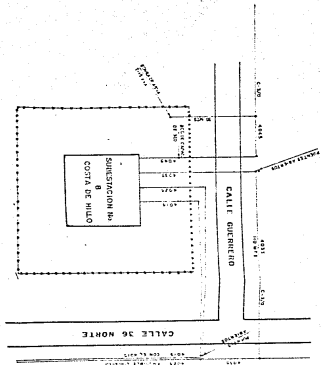
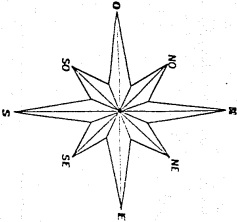
CALLE 100

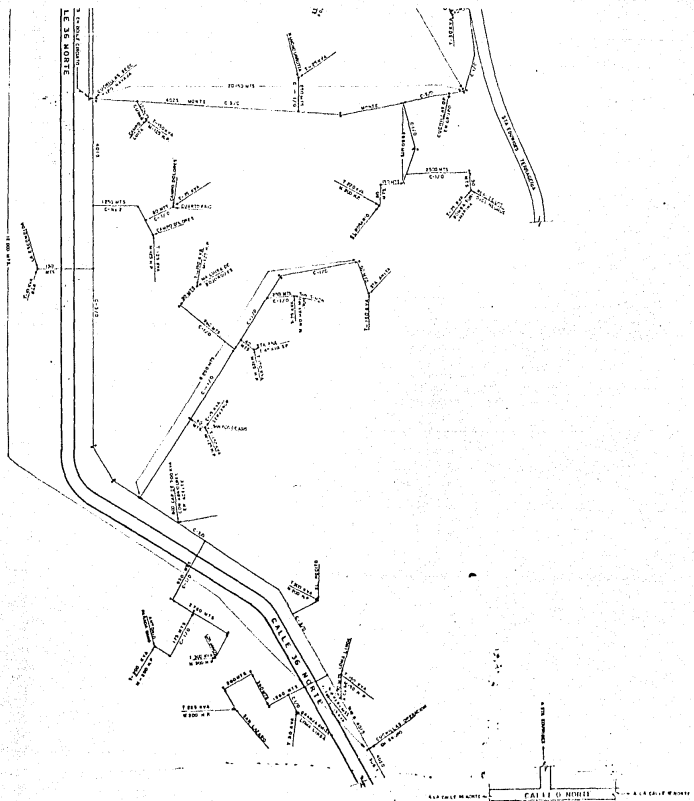
CALLE 1000

CALLE 2



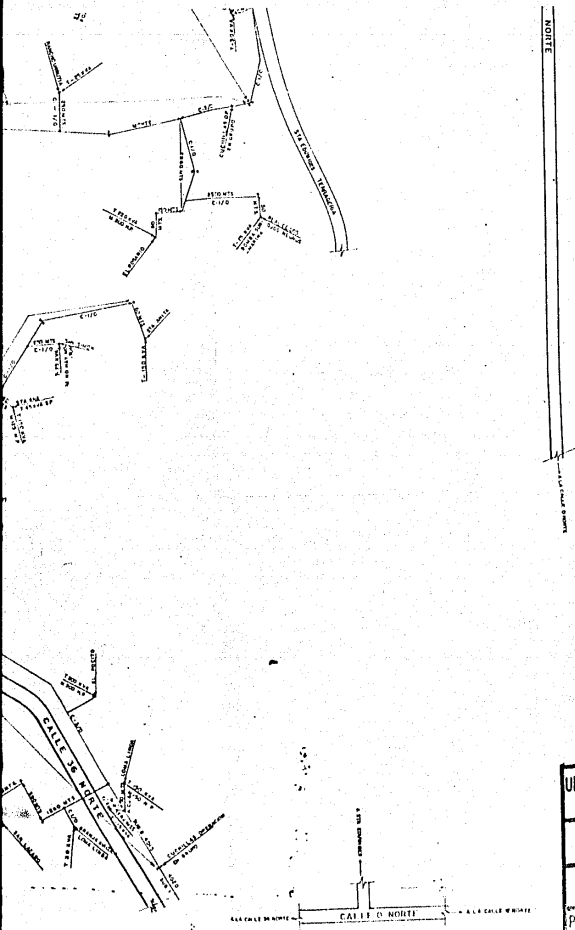
0



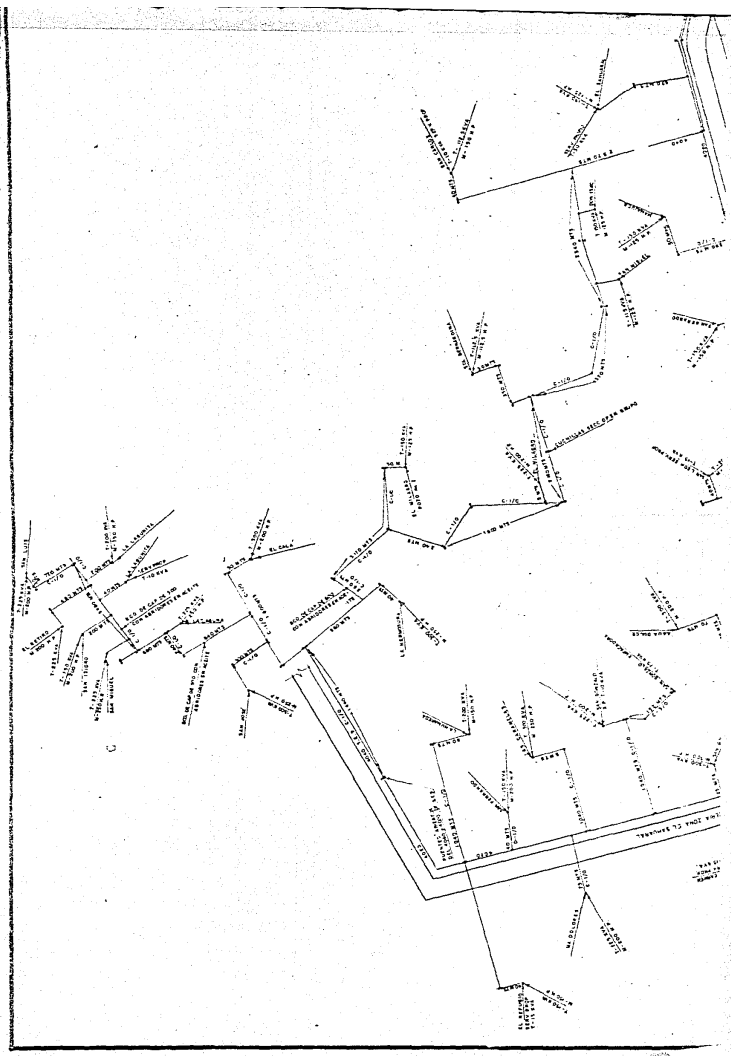


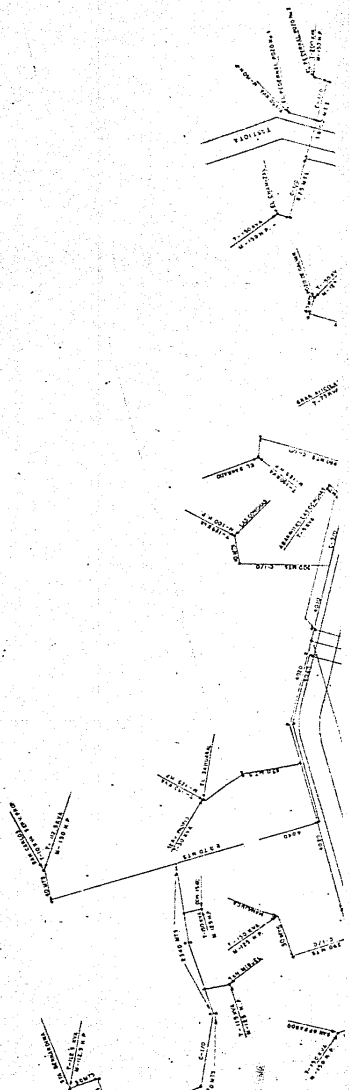
NOTA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA	
ESCUELA DE	
TESIS PRO	
SISTEMA DIST	
S.E. No. OCHO	
PLANO 1	1985 LU

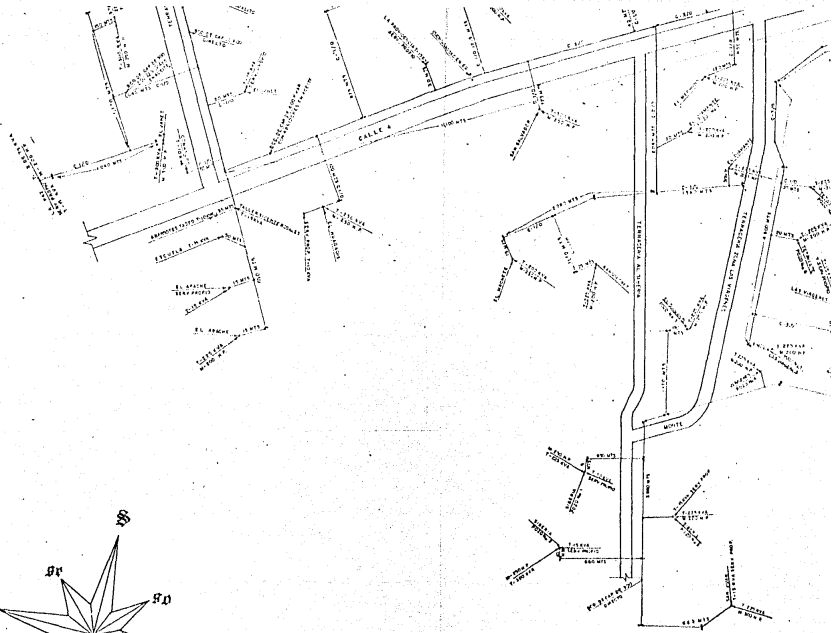
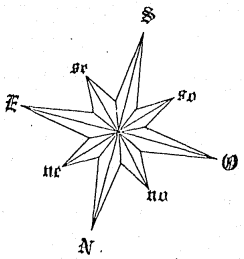


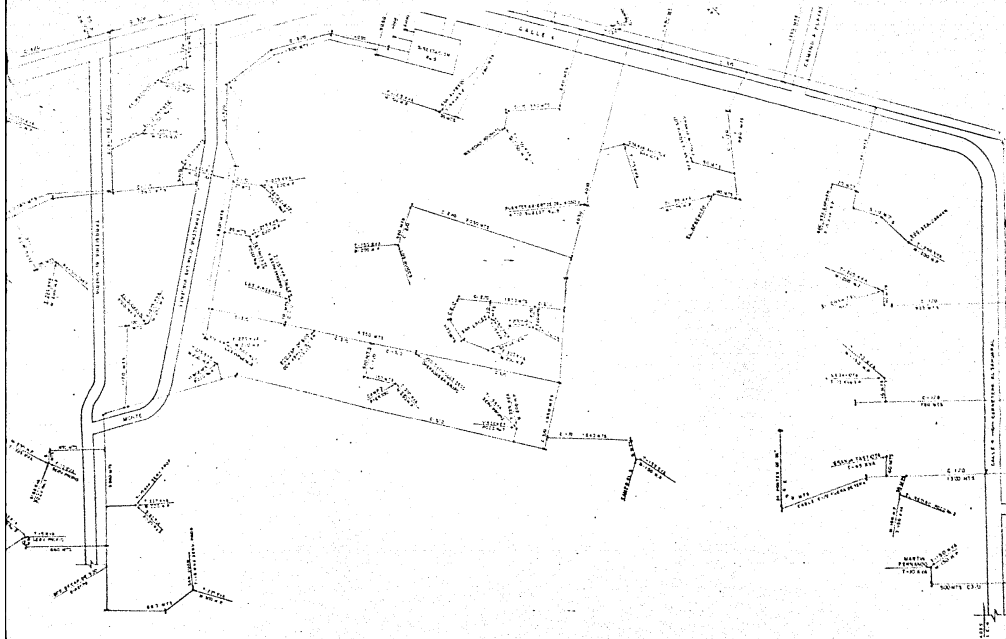
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA		
ESCUELA DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
SISTEMA DISTRIBUCION		
S.E. No. OCHO COSTA HILLO.		
PLANO 1	1985	LUIS E. CASTELLANOS T.



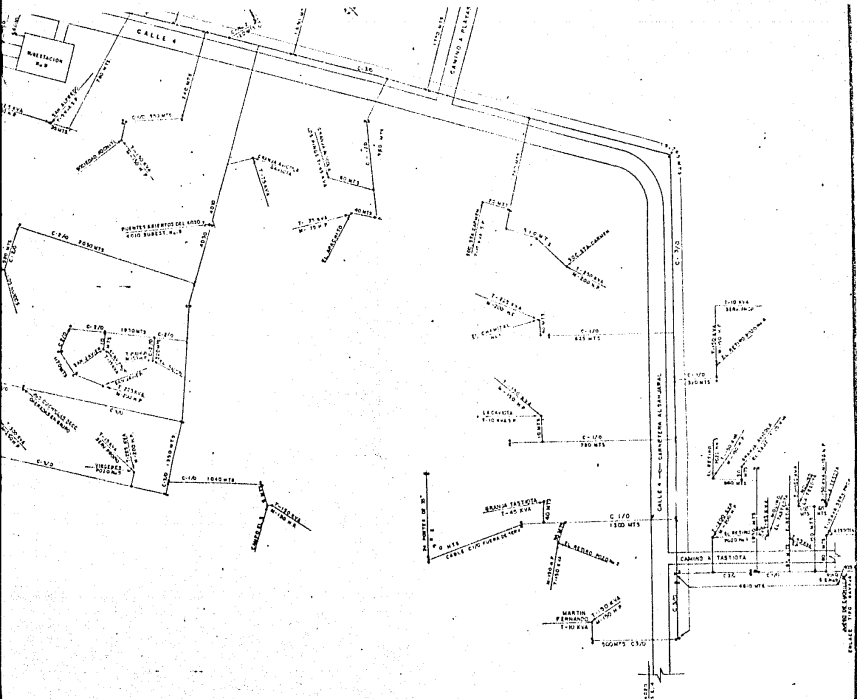








UNIVERSIDAD ESCUELAS
TES
SIST S.E. No
PLANO 2 19



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
 ESCUELA DE INGENIERIA

TESIS PROFESIONAL

SISTEMA DISTRIBUCION
 SE. No NUEVE COSTA HILLO.

PLANO 2 | 1985 | LUIS E. CASTELLANOS

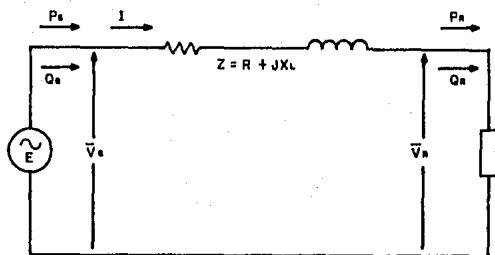


Fig. 3-1 Circuito monofásico de fase a neutro de las fases de un circuito equilibrado.

En el circuito de la fig. 3-1 se observa que:

$$\bar{V}_g = \bar{V}_r + Z\bar{I}$$

$$\text{y como: } Z = R + jX_L$$

$$\bar{V}_g = \bar{V}_r + \bar{I}(R + jX_L)$$

Podemos concluir que: el voltaje al neutro en el extremo generador - de la línea es igual al voltaje al neutro en el extremo receptor de la línea más caída de voltaje debida a la circulación de la corriente \bar{I} por la impedancia en serie de la línea, Z . Esta caída de voltaje puede descomponerse - en dos componentes: Una, en fase con la corriente, debida a la resistencia - y otra, noventa grados adelantada con respecto a la corriente debida a la - reactancia inductiva. (Fig. 3-2).

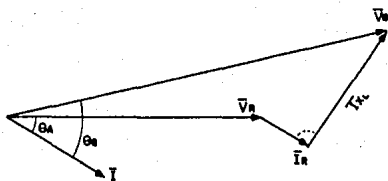


Fig. 3-2 Diagrama fasorial de una línea corta.

3.2 CALCULO ELECTRICO DE UNA LINEA CORTA.

Para determinar los cálculos de regulación y pérdidas en circuitos - primarios existen varios métodos, algunos más exactos y por ende más laboriosos si el número de cargas conectadas al alimentador es elevado. Por otra parte no se conoce con exactitud la variación de cada carga durante - cada hora del día.

Si se conocen la magnitud de la corriente y el factor de potencia de cada carga y las características de la línea, de manera que pueda calcularse la impedancia de cada tramo de línea, puede calcularse la caída de voltaje a lo largo de la línea; de ésta manera tenemos que:

$$\text{Caída de Voltaje} = I(R \cos\theta + X \text{Sen}\theta)$$

Donde: R= Resistencia del conductor (Ohms/Km.)

X= Reactancia del conductor (Ohms/Km.)

Esta fórmula nos dá la caída de voltaje en un conductor o sea entre - fase y neutro. La caída de voltaje entre fases es 1.73 veces el valor anterior.

Para obtener la caída de voltaje en % se utiliza la siguiente ecuación:

$$\% \text{ caída de tensión} = \frac{\text{KVA} (R \cos\theta + X \text{Sen}\theta) L}{10 \text{KV}^2}$$

Donde:

KVA = Carga KVA trifásica.

R = Resistencia del conductor en Ohms/Km.

X = Reactancia del conductor en Ohms/Km.

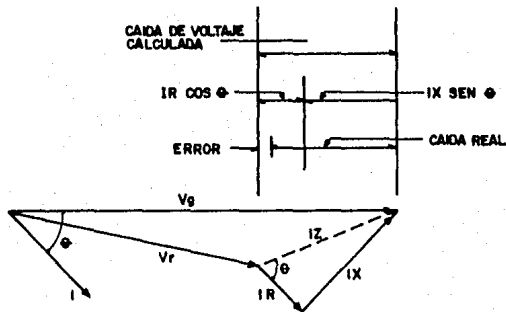
$\cos \theta$ = Factor de Potencia.

$\text{Sen } \theta$ = Valor tomado de tablas funciones trigonométricas.

L = Distancia en Kms.

KV = Tensión entre fases.

El diagrama vectorial de la fig. 3-3 nos muestra que ambas fórmulas - son aproximadas, pero bastante aceptables para propósitos prácticos, puesto que el voltaje de la carga se obtiene en los casos usuales con una aproximación de 0.1 %.



Donde:

V_r = Voltaje al final de la línea

V_g = Voltaje generado

e = Caída de voltaje

Para el cálculo de la regulación de tensión en líneas cortas se aplica la fórmula siguiente:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{V_g - V_r}{V_r} \times 100$$

Donda:

V_g = Voltaje en el extremo generador.

V_r = Voltaje en el extremo receptor.

Generalmente se define como el % de caída de tensión con respecto a la tensión al final de la línea (Tensión en la carga), normalmente en condiciones de plena carga. En la práctica y como límite no riguroso, éste valor no debe exceder al 10%.

Para el cálculo de pérdidas de energía en líneas cortas, solo se consideran pérdidas por calentamiento (efecto Joule), con tensiones más elevadas pueden existir pérdidas adicionales debido al "efecto corona". Luego podemos decir que para líneas cortas.

$$P = 3 R I^2 \quad (\text{Circuito Trifásico}).$$

$$\text{ó en \%: \% P} = \frac{3 R I^2}{P_g} \times 100$$

donde: P_g = Potencia entregada a la línea.

En los alimentadores de las redes de distribución las cargas generalmente están distribuidas sobre su longitud y no concentradas al final de él.

Cuando esto sucede, se pueden hacer las siguientes consideraciones:

- a).- Si la carga está uniformemente distribuida sobre el alimentador, la caída de voltaje al final de la línea es la misma que si la carga total se concentrara en el punto medio de la trayectoria del alimentador (Fig. 3-4).

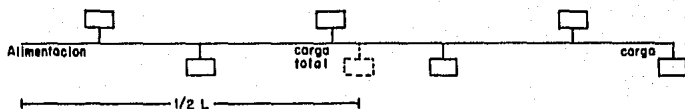


Fig. 3-4

- b).- Cuando la carga se divide en un número determinado de cargas concentradas distribuidas a lo largo del alimentador, es posible dividir dicho alimentador en secciones de carga y considerar cada sección individualmente para propósitos de cálculo. La caída de voltaje total en el alimentador, será la suma de las caídas de voltaje en cada sección; pero cuando la carga no está uniformemente distribuida a lo largo del alimentador, entonces la carga de cada sección se considerará en su centro de carga. (Fig. 3-5).

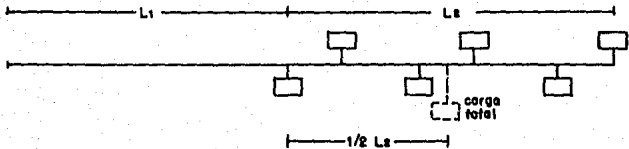


Fig. 3-5

3.3 PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO

Bajo las consideraciones anteriores se procederá a efectuar el análisis de regulación y el cálculo de las pérdidas de potencia de los circuitos de las subestaciones No. Ocho y No. Nueve, en condiciones actuales de operación.

Los valores de resistencia y reactancia de los conductores que forman cada uno de los alimentadores los consideramos datos constantes y por lo tanto pueden determinarse con la ayuda de tablas.

En la Fig. 3-6 se muestra la cruzeta con la disposición y distancias entre sí de los conductores.

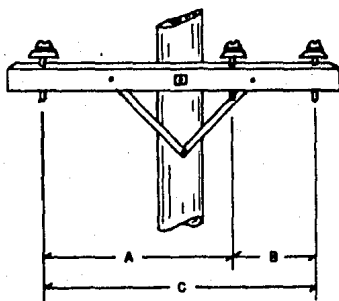


Fig. 3-6

Cruzeta CMSP.

Long.	= 8'
A	= 59"
B	= 29"
C	= 88"

Con éstos datos obtenemos la distancia media geométrica (GMD = GEOMETRIC MEAN DISTANCE).

$$GMD = \sqrt[3]{A \times B \times C}$$

$$\text{Sustituyendo: } GMD = \sqrt[3]{(59)(29)(88)} = 53.2" = 4.430 \text{ pies.}$$

Obtenido el GMD, procederemos a calcular los valores de reactancia para los conductores, en sus diferentes calibres, que conforman los circuitos de las subestaciones que son objeto de éste estudio.

Los valores de resistencia se obtuvieron de tablas (Tabla 2-A, "Características del cable de aluminio con refuerzo de acero"; Electrical Transmission and Distribution Reference Book'; para una temperatura de 50°C y un 75% de capacidad de conducción de corriente).

Las reactancias inductivas totales de los conductores las obtenemos - -

con la fórmula:

$$X_1 = K \log \frac{\text{GMD}}{\text{GMR}} \quad \text{OHMS/Milla}$$

Donde : $K = 0.2794$ (Constante para $f = 60$ Hertz) OHMS/Milla
 $\text{GMD} = 4.430$ (Valor calculado) Pies
 $\text{GMR} =$ Radio medio geométrico del conductor Pies (Tablas)

Con las ecuaciones anteriores calculamos los valores de los siguientes conductores:

Conductor No. 2 A.C.S.R.

$R = 1.050$ OHMS/KM.

$X = 0.525$ OHMS/KM.

Conductor 1/0 A.C.S.R. 6/1

$R = 0.6960$ OHMS/KM.

$X = 0.5205$ OHMS/KM.

Conductor 2/0 A.C.S.R. 6/1

$R = 0.5562$ OHMS/KM.

$X = 0.5104$ OHMS/KM.

Conductor 3/0 A.C.S.R. 6/1

$R = 0.4490$ OHMS/KM.

$X = 0.4981$ OHMS/KM.

Con relación al factor de demanda (F.D.) , es de suma importancia considerarse en proyectos, análisis y en sí ya en la operación de los sistemas de distribución; aplicándose para elegir la potencia de los transformadores y wathhorímetros o simplemente medidores en una instalación.

Considerando lo anterior, existen distintas clases de consumidores y - sería bastante laborioso determinar el F.D. para los diferentes tipos de - servicios: bombeo agrícola, granjas, empacadoras, viviendas, etc., por lo - que es conveniente para nuestro caso, además que se ha estado generalizando para fines prácticos en cálculos de ingeniería, aceptar el máximo consumo - de energía o sea la demanda máxima del sistema en el año y la carga total -

conectada al mismo, fijando de esa manera el F.D. de la instalación.

En los cálculos se considera además el factor de potencia de la carga el mínimo aceptado por C.F.E. : $\text{Cos}\theta = 0.85$

Con los datos anteriores y con los datos de carga y distancia que obtenemos de los diagramas de los alimentadores (anexos), podemos obtener la caída de voltaje, el % de regulación y las pérdidas de potencia por efecto Joule en cada tramo de los alimentadores.

3.4 ANALISIS DE OPERACION ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE S.E. OCHO.

Para el alimentador número UNO (Plano 3-3) tenemos:

I Carga máxima = 66 amperes

$$\text{KVA} = \frac{(66) (13800) (1.732)}{1000} = 1577.5$$

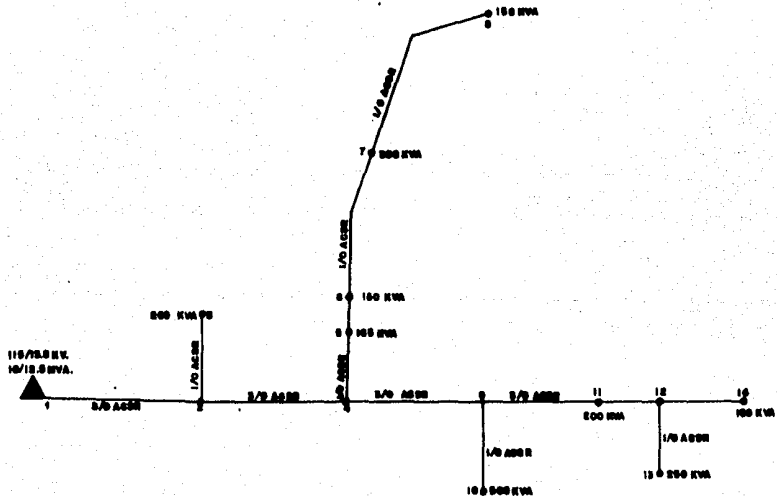
Carga total instalada = 2065 KVA.

$$\text{F.D.} = \frac{1577.5}{2065} = 0.76$$

Calibres de conductores que forman el circuito : 3/0 y 1/0 ACSR.

Características del alimentador No. 1

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CALIBRE CONDUCTOR	CARGA CORREGIDA KVA
1-2	2.00	3/0	1569.5
2-3	1.25	1/0	152.0
2-4	6.50	3/0	1417.4
4-5	0.80	1/0	581.4
5-6	1.50	1/0	456.0
6-7	2.75	1/0	342.0
7-8	1.25	1/0	114.0
4-9	1.50	3/0	836.0
9-10	4.00	1/0	380.0
9-11	3.00	3/0	456.0
11-12	0.50	3/0	304.0
12-13	2.30	1/0	190.0
12-14	0.50	3/0	114.0



SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA		
ESCUELA DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
S.E. No. 6 ALIMENTADOR NUM. 1		
PLANO 3	1985	LUIS E. CASTELLANOS T.

Utilizando la fórmula:

$$\% e = \frac{KVA (R \cos\theta + X \operatorname{Sen}\theta)L}{10KV^2}$$

Calculamos el % de caída de voltaje para cada tramo.

Tramo 1-2

$$\% e = \frac{1569,5(0,3816 + 0,2624) (2)}{10(13,8)^2} = 1,061$$

Caída de voltaje $(e) = \frac{(13800) (1,061)}{200} = 146,41$ Volts.

$$Y : V_r = V_g - e$$

$$V_r = 13800 - 146,41 = 13653,6 \text{ Volts.}$$

Sustituyendo valores en la fórmula para conocer el % de regulación tenemos:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{13800 - 13653,6}{13653,6} \times 100 = 1,072$$

Las pérdidas de potencia (KW) las calculamos de la siguiente manera:

$$P = 3I^2 R L$$

$$P = \frac{3(66,37)^2 (0,449) (2)}{1000} = 11,867 \text{ KW.}$$

$$Y \text{ en } \% \quad \% P = \frac{3I^2 R L}{P_g} = \frac{71867}{13404} = 0,88 \%$$

Donde : $P_g = \sqrt{3} VI \cos\theta$ (Potencia entregada a la línea).

Para el cálculo de los demás tramos se utilizó un programa implementado para una calculadora programable (TEXAS INSTRUMENTS T1-66), programa --

que nos facilita la obtención de resultados de una forma más ágil.

Los resultados obtenidos se relacionan a continuación :

CIRCUITO NO. 1 S.E. OCHO

TRAMO	I LINEA (AMPS.)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	66.37	13.65	1.07	11.85	0.88
2-3	6.43	13.63	0.08	0.10	0.08
2-4	62.00	13.20	3.41	33.65	2.71
4-5	25.48	13.17	0.23	1.08	0.22
5-6	20.06	13.12	0.34	1.26	0.32
6-7	15.12	13.05	0.48	1.31	0.45
7-8	5.04	13.04	0.07	0.06	0.06
4-9	36.74	13.13	0.47	2.72	0.38
9-10	16.84	13.02	0.77	2.36	0.72
9-11	20.15	13.06	0.51	1.64	0.42
11-12	13.44	13.05	0.05	0.12	0.04
12-13	8.42	13.02	0.22	0.34	0.21
12-14	5.04	13.04	0.02	0.02	0.02

Con los resultados obtenidos podemos formar otra tabla con los valores que nos interesan y que son: Voltaje en los puntos de recepción y el % de regulación en los mismos.

PUNTO	VR (KV)	REG. (%)
3	13.63	1.24
5	13.17	4.78
6	13.12	5.18
7	13.05	5.74
8	13.04	5.82
10	13.02	5.99
11	13.06	5.66
13	13.02	5.99
14	13.04	5.82

Además podemos agregar que las pérdidas de potencia totales para el — circuito son del orden de 56.2 KW.

Para el alimentador número 2 (Plano 3-4) tenemos:

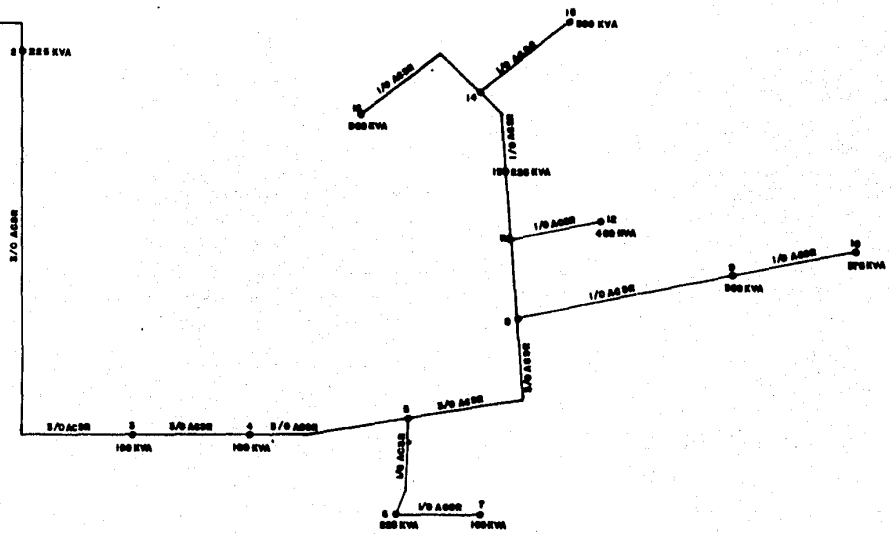
$$I \text{ Carga máxima} = 86 \text{ Amperes}$$

$$KVA = (86)(13.8)(1.732) = 2055.5$$

$$\text{Carga total Instalada} = 2700 \text{ KVA.}$$

$$F.D. = \frac{2055.5}{2700} = 0.76$$

110 / 13.8 KV
10 / 13.3 MVA



SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
ESCUELA DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
S. E. No. 6	ALIMENTADOR NUM. 2
PLANO 4 1985	LUIS E. CASTELLANOS T.

CARACTERISTICAS DEL CIRCUITO NO. 2

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA)
1-2	0.4	3/0	2052
2-3	3.3	3/0	1881
3-4	3.0	3/0	1767
4-5	8.0	3/0	1691
5-6	3.0	1/0	247
6-7	2.5	1/0	76
5-8	7.5	3/0	1444
8-9	3.2	1/0	513
9-10	2.4	1/0	285
8-11	2.2	1/0	931
11-12	1.0	1/0	304
11-13	1.9	1/0	627
13-14	2.8	1/0	456
14-15	1.8	1/0	228
14-16	2.7	1/0	228

Tabla con resultados del cálculo:

TRAMO	I LINEA (AMPS.)	KV ₂	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW.)	PERDIDAS (%)
1-2	86.09	13.76	0.28	3.99	0.22
2-3	80.66	13.46	2.20	28.92	1.77
3-4	77.27	13.20	1.95	24.13	1.58
4-5	78.08	12.50	5.56	65.69	4.37
5-6	11.45	12.44	0.41	0.82	0.39
6-7	3.53	12.42	0.10	0.06	0.10
5-8	69.97	11.91	4.90	49.46	3.87
8-9	25.12	11.79	1.02	4.21	0.95
9-10	14.01	11.73	0.44	0.98	0.40
8-11	45.71	11.75	1.29	9.60	1.19
11-12	14.96	11.72	0.19	0.46	0.18
11-13	31.04	11.66	0.76	3.82	0.71
13-14	22.76	11.56	0.82	3.03	0.77
14-15	11.41	11.52	0.27	0.49	0.25
14-16	11.43	11.51	0.41	0.73	0.37

Tabla con voltajes y % Regulación en puntos de recepción.

PUNTO	Vr. (KV)	REGULACION (%)
2	13.76	0.29
3	13.46	2.52
4	13.20	4.54
6	12.44	10.99
7	12.42	11.11
9	11.79	17.04
10	11.73	17.64
12	11.72	17.74
13	11.66	18.35
15	11.52	19.79
16	11.51	19.90

Pérdidas totales de potencia en el circuito : 196.4 KW.

Para el alimentador No. 3 (Plano 3-5) tenemos:

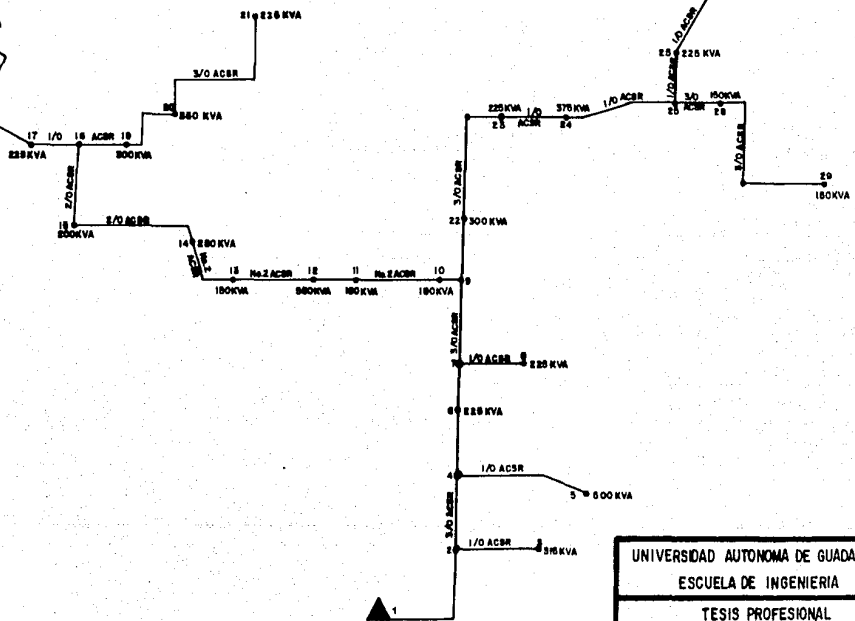
I carga máxima = 175 amperes

$$KVA = (175) (13.8) (1.732) = 4182.8$$

Carga total instalada = 5795 KVA.

$$F.D. = \frac{4182.8}{5795} = 0.72$$

104, 210 KVA
1/0 ACSR



110/12.5 KV
10/12.5 MVA

SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
ESCUELA DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
S.E. No. 6 ALIMENTADOR NUM. 3	
PLANO 5	1985 LUIS E. CASTELLANOS T.

CARACTERISTICAS DEL CIRCUITO NO. 3

TRAMO	LONGITUD (KMS.)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA)
1-2	0.7	3/0	4182.8
2-3	0.8	1/0	226.8
2-4	0.9	3/0	3956.0
4-5	0.9	1/0	360.0
4-6	0.7	3/0	3596.0
6-7	0.4	3/0	3434.0
7-8	1.6	1/0	162.0
7-9	1.0	3/0	3272.0
9-10	0.5	No. 2	1929.6
10-11	1.2	No. 2	1800.0
11-12	0.8	No. 2	1692.0
12-13	2.0	No. 2	1332.0
13-14	1.5	No. 2	1224.0
14-15	1.3	2/0	1062.0
15-16	2.2	2/0	918.0
16-17	1.0	1/0	324.0
17-18	4.0	1/0	162.0
16-19	1.0	1/0	594.0
19-20	0.9	1/0	378.0
20-21	3.5	3/0	162.0
9-22	1.4	3/0	1242.0
22-23	4.3	3/0	1026.0
23-24	0.9	1/0	864.0
24-25	2.0	1/0	594.0
25-26	2.2	1/0	378.0
26-27	1.4	1/0	216.0
25-28	1.0	3/0	216.0
28-29	5.2	3/0	108.0

Tabla con resultados del cálculo:

TRAMO	I LINEA (AMPS.)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	176.75	13.66	1.01	29.45	0.82
2-3	9.60	13.65	0.08	0.15	0.08
2-4	169.31	13.50	1.18	34.75	1.02
4-5	15.42	13.48	0.15	0.44	0.14
4-6	155.17	13.38	0.90	22.70	0.73
6-7	148.81	13.32	0.43	8.95	0.30
7-8	7.03	13.30	0.12	0.16	0.11
7-9	143.35	13.16	1.20	27.75	0.98
9-10	85.22	13.07	0.66	11.43	0.69
10-11	80.72	12.87	1.52	24.63	1.58
11-12	76.64	12.74	0.97	14.80	1.01
12-13	61.56	12.50	1.99	23.88	2.06
13-14	57.33	12.32	1.41	15.53	1.47
14-15	50.11	12.23	0.68	5.44	0.60
15-16	43.78	12.10	1.02	7.03	0.89
16-17	15.49	12.07	0.19	0.50	0.18
17-18	7.78	12.02	0.39	0.50	0.36
16-19	28.44	12.05	0.35	1.68	0.33
19-20	18.15	12.02	0.20	0.62	0.19
20-21	7.80	12.00	0.25	0.28	0.20
9-22	54.84	13.07	0.65	5.67	0.53
22-23	46.10	12.85	1.72	12.31	1.40
23-24	38.98	12.79	0.41	2.85	0.38
24-25	26.98	12.70	0.63	3.04	0.59
25-26	17.26	12.64	0.45	1.36	0.42
26-27	9.88	12.62	0.16	0.28	0.15
25-28	9.82	12.68	0.08	0.13	0.07
28-29	4.92	12.65	0.22	0.17	0.18

Tabla con voltajes y % de regulación en puntos de recepción.

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
3	13.65	1.01
5	13.48	2.37
6	13.38	3.13
8	13.30	3.76
10	13.07	5.58
11	12.87	7.22
12	12.74	8.32
13	12.50	10.40
14	12.32	12.01
15	12.23	12.83
17	12.07	14.33
18	12.02	14.80
19	12.05	14.52
20	12.02	14.80
21	12.00	15.00
22	13.07	5.58
23	12.85	7.39
24	12.79	7.89
26	12.64	9.17
27	12.62	9.35
28	12.68	8.83
29	12.65	9.09

Pérdidas totales de potencia en el circuito. 256.48 KW.

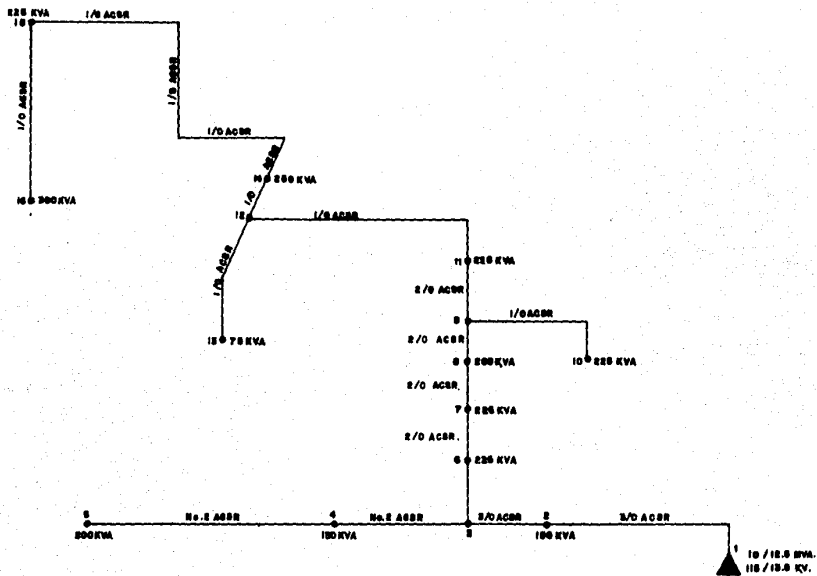
Para el alimentador No. 4 (Plano 3-6) tenemos:

I Carga máxima = 80 amperes

$$KVA = (80) (13.8) (1.732) = 1912$$

Carga total conectada = 2450 KVA.

$$F.D. = \frac{1912}{2450} = 0.78$$



SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA		
ESCUELA DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
S.E. No.8 ALIMENTADOR NUM. 4		
PLANO 6	1985	LUIS E. CASTELLANOS T.

CARACTERISTICAS DEL CIRCUITO NO. 4

TRAMO	LONGITUD (KMS.)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA.)
1-2	2.5	3/0	1911
2-3	1.1	3/0	1794
3-4	1.4	2	273
4-5	2.8	2	156
3-6	0.8	2/0	1521
6-7	0.5	2/0	1345
7-8	0.4	2/0	1170
8-9	0.3	2/0	1014
9-10	1.6	1/0	175
9-11	0.6	2/0	838
11-12	2.5	1/0	663
12-13	0.8	1/0	58
12-14	0.4	1/0	604
14-15	4.0	1/0	409
15-16	2.2	1/0	234

Tablas con resultados del cálculo:

TRAMO	I LINEA (Amps.)	KV ² (KV ²)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	81.29	13.57	1.67	22.25	1.35
2-3	76.86	13.47	0.69	8.75	0.57
3-4	11.73	13.43	0.24	0.60	0.26
4-5	6.72	13.39	0.28	0.39	0.30
3-6	65.52	13.40	0.50	5.73	0.44
6-7	58.11	13.36	0.28	2.81	0.24
7-8	50.66	13.33	0.19	1.71	0.17
8-9	43.97	13.31	0.13	0.96	0.11
9-10	7.60	13.29	0.14	0.19	0.12
9-11	36.42	13.28	0.21	1.32	0.18
11-12	29.06	13.17	0.83	4.40	0.77
12-13	2.54	13.16	0.02	0.01	0.02
12-14	26.51	13.15	0.12	0.58	0.11
14-15	18.10	13.04	0.82	2.73	0.78
15-16	10.38	13.00	0.26	0.49	0.24

Tabla con voltajes y % de Regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
2	13.57	1.69
4	13.43	2.75
5	13.39	3.06
6	13.40	2.98
7	13.36	3.29
8	13.33	3.52
10	13.29	3.83
11	13.28	3.91
13	13.16	4.86
14	13.15	4.94
15	13.04	5.82
16	13.00	6.15

Pérdidas de potencia totales en el circuito = 52.92 KW.

3.5 ANALISIS DE OPERACION ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE S.E. NUEVE.

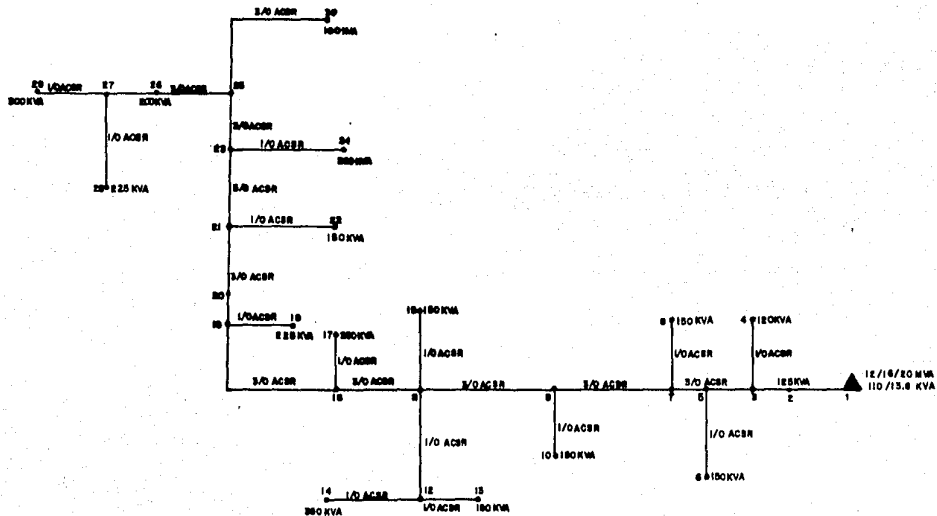
Para el alimentador No. 1 (Plano 3-7) tenemos:

I Carga máxima = 61 amperes.

$$KVA = (61) (13.8) (1.732) = 1458$$

Carga total instalada = 3215 KVA.

$$F.D. = \frac{1458}{3215} = 0.45$$



SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
ESCUELA DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
ALIMENTADOR 1 SUBESTACION 9 (SBN)	
PLAN 07	1985
LUIS E. CASTELLANOS T.	

CARACTERISTICAS DEL CIRCUITO NO. UNO

TRAMO	LONGITUD (KMS.)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA)
1-2	0.70	3/0	1446.75
2-3	0.50	3/0	1390.50
3-4	0.80	1/0	54.00
3-5	0.80	3/0	1336.50
5-6	1.00	1/0	67.50
5-7	0.60	3/0	1269.00
7-8	0.80	1/0	67.50
7-9	1.00	3/0	1201.50
9-10	1.70	1/0	67.50
9-11	0.90	3/0	1134.00
11-12	1.75	1/0	225.00
12-13	0.90	1/0	67.50
12-14	1.80	1/0	157.50
11-15	1.00	1/0	67.50
11-16	0.90	3/0	841.50
16-17	0.85	1/0	112.50
16-18	1.10	3/0	729.00
18-19	0.70	1/0	101.25
18-20	0.50	3/0	627.75
20-21	0.85	3/0	555.75
21-22	0.80	1/0	67.50
21-23	0.75	3/0	448.25
23-24	1.30	1/0	90.00
23-25	0.50	3/0	398.25
25-26	1.80	3/0	326.25
26-27	1.00	3/0	236.25
27-28	2.90	1/0	101.25
27-29	2.00	1/0	135.00
25-30	1.20	3/0	72.00

Tabla con resultados del cálculo.

TRAMO	I LINEA (Amps.)	KV ² (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	60.73	13.75	0.34	3.47	0.28
2-3	58.52	13.71	0.23	2.30	0.19
3-4	2.27	13.70	0.02	0.01	0.02
3-5	56.48	13.66	0.36	3.43	0.30
5-6	2.85	13.65	0.03	0.01	0.03
5-7	53.77	13.62	0.26	2.33	0.21
7-8	2.86	13.61	0.02	0.01	0.02
7-9	51.15	13.56	0.43	3.52	0.34
9-10	2.87	13.55	0.05	0.03	0.05
9-11	48.45	13.51	0.36	2.84	0.29
11-12	9.63	13.48	0.19	0.34	0.17
12-13	2.89	13.47	0.03	0.01	0.03
12-14	6.75	13.46	0.13	0.17	0.12
11-15	2.88	13.50	0.03	0.01	0.03
11-16	36.06	13.47	0.27	1.57	0.22
16-17	4.82	13.46	0.04	0.04	0.04
16-18	31.33	13.43	0.28	1.45	0.23
18-19	4.35	13.42	0.03	0.02	0.03
18-20	27.01	13.41	0.11	0.49	0.09
20-21	23.96	13.38	0.17	0.65	0.14
21-22	2.91	13.37	0.02	0.01	0.02
21-23	21.09	13.36	0.13	0.44	0.10
23-24	3.89	13.35	0.05	0.04	0.05
23-25	17.22	13.35	0.07	0.20	0.05
25-26	14.14	13.32	0.21	0.48	0.17
26-27	10.25	13.30	0.08	0.14	0.07
27-28	4.40	13.28	0.14	0.11	0.13
27-29	5.86	13.28	0.13	0.14	0.12
25-30	3.11	13.34	0.03	0.01	0.02

Voltajes y % de regulación en los puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
2	13.75	0.36
4	13.70	0.73
6	13.65	1.09
8	13.61	1.39
10	13.55	1.84
13	13.47	2.45
14	13.46	2.52
15	13.50	2.22
17	13.46	2.52
19	13.42	2.83
20	13.41	2.90
21	13.38	3.13
22	13.37	3.21
24	13.35	3.37
26	13.32	3.60
28	13.28	3.91
29	13.28	3.91
30	13.34	3.44

Pérdidas de potencia en el circuito : 24.27 KW.

Para el alimentador No. 2 (Plano 3-8) tenemos:

I Carga Máxima = 200 amperes.

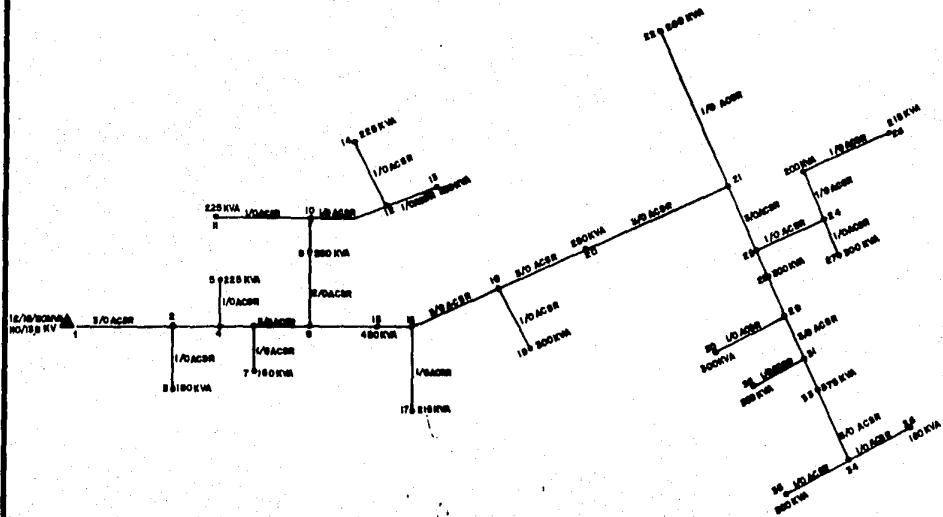
$$KVA = (200)(13.8)(1.732) = 4780 \text{ KVA.}$$

Carga total instalada = 5330 KVA.

$$F.D. = \frac{4780}{5330} = 0.89$$

CARACTERISTICAS DEL CIRCUITO NO. 2

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA)
1-2	1.00	3/0	4780.00
2-3	0.65	1/0	160.20
2-4	0.80	3/0	4619.80
4-5	0.80	1/0	200.25
4-6	0.70	3/0	4419.55
6-7	0.40	1/0	133.50
6-8	1.20	3/0	4286.00
8-9	1.60	2/0	756.50
9-10	0.50	2/0	578.50
10-11	1.60	1/0	200.25
10-12	1.40	1/0	378.25
12-13	0.70	1/0	178.00
12-14	1.10	1/0	200.25
8-15	1.80	3/0	3529.50
15-16	0.60	3/0	3129.00
16-17	1.20	1/0	191.35
16-18	2.00	3/0	2937.65
18-19	0.95	1/0	267.00
18-20	1.40	3/0	2670.50
20-21	1.60	3/0	2448.15
21-22	0.65	1/0	231.40
21-23	1.60	3/0	2216.75
23-24	1.00	1/0	636.35
24-25	0.70	1/0	369.35
25-26	1.00	1/0	191.35
24-27	0.50	1/0	267.00
23-28	0.40	3/0	1580.40
28-29	0.80	3/0	1313.40
29-30	1.00	1/0	267.00
29-31	1.10	3/0	1046.40
31-32	0.90	1/0	267.00



SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
 ESCUELA DE INGENIERIA

TESIS PROFESIONAL

ALIMENTADOR 2 SUBSTACION 9 (S B N)

PLANO 8 1985 LUIS E. CASTELLANOS T.

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA)
31-33	0.90	3/0	779.40
33-34	2.00	3/0	445.65
34-35	0.70	1/0	267.00
34-36	0.60	1/0	142.40

Tabla con resultados del cálculo:

TRAMO	I LINEA (AMPS.)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	203.30	13.57	1.67	55.68	1.35
2-3	6.82	13.56	0.05	0.06	0.04
2-4	199.16	13.40	1.32	42.74	1.07
4-5	8.63	13.39	0.07	0.12	0.07
4-6	192.58	13.25	1.13	34.97	0.92
6-7	5.82	13.24	0.02	0.03	0.02
6-8	190.40	12.99	1.95	58.60	1.58
8-9	33.80	12.92	0.54	3.05	0.47
9-10	25.88	12.90	0.12	0.56	0.11
10-11	8.97	12.87	0.17	0.27	0.15
10-12	16.97	12.86	0.28	0.84	0.26
12-13	7.99	12.85	0.06	0.09	0.06
12-14	9.00	12.84	0.11	0.18	0.10
8-15	160.86	12.66	2.54	62.74	2.04
15-16	143.79	12.56	0.76	16.71	0.62
16-17	8.80	12.54	0.13	0.19	0.11
16-18	138.43	12.25	2.51	51.62	2.02
18-19	12.60	12.23	0.15	0.31	0.13
18-20	127.96	12.04	1.67	30.88	1.34
20-21	119.52	11.82	1.81	30.78	1.45
21-22	11.31	11.80	0.09	0.17	0.08
21-23	110.10	11.62	1.68	26.12	1.36
23-24	31.74	11.57	0.41	2.10	0.38
24-25	18.46	11.55	0.16	0.49	0.15
25-26	9.57	11.53	0.12	0.19	0.11
24-27	13.33	11.55	0.08	0.18	0.08
23-28	78.76	11.58	0.30	3.34	0.24
28-29	65.81	11.52	0.51	4.66	0.41
29-30	13.40	11.49	0.17	0.37	0.16
29-31	52.73	11.45	0.56	4.12	0.46
31-32	13.48	11.43	0.16	0.34	0.15
31-33	39.43	11.41	0.34	1.88	0.28
33-34	22.65	11.35	0.44	1.38	0.36
34-35	13.59	11.33	0.12	0.27	0.11
34-36	7.24	11.34	0.05	0.06	0.05

Tabla con voltajes y % de regulación en puntos de recepción.

PUNTO	VR (KV)	REGULACION (%)
3	13.56	1.77
5	13.39	3.06
7	13.24	4.23
9	12.92	6.81
11	12.87	7.22
13	12.85	7.40
14	12.84	7.47
15	12.66	9.00
17	12.54	10.04
19	12.23	12.83
20	12.04	14.62
22	11.80	16.95
25	11.55	19.48
26	11.53	19.68
27	11.55	19.48
28	11.58	19.17
30	11.49	20.10
32	11.43	20.73
33	11.41	20.94
35	11.33	21.80
36	11.34	21.69

Pérdidas totales de potencia en el circuito : 436 KW.

Para el alimentador No. 3 (Plano 3-9): Tenemos:

I Carga máxima = 120 amperes

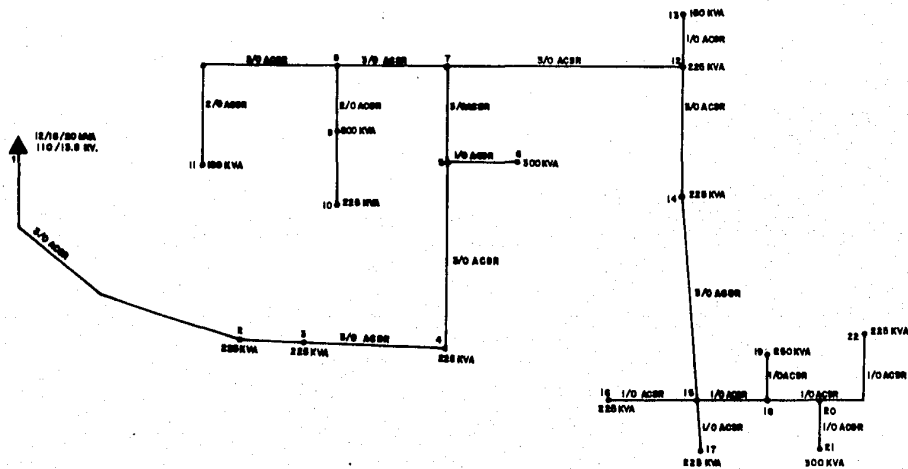
$$\text{KVA} = (120)(13.8)(1.732) = 2868$$

Carga total instalada = 3375 KVA.

$$\text{F.D.} = \frac{2868}{3375} = 0.85$$

CARACTERISTICAS DEL CIRCUITO NO. 3

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA)
1-2	2.80	3/0	2868.00
2-3	1.30	3/0	2676.75
3-4	2.00	3/0	2485.50
4-5	2.50	3/0	2294.25
5-6	0.65	1/0	255.00
5-7	2.00	3/0	2039.25
7-8	1.70	3/0	488.75
8-9	1.90	2/0	361.25
9-10	1.20	2/0	191.25
8-11	4.60	3/0	127.50
7-12	1.90	3/0	1551.25
12-13	1.00	1/0	127.50
12-14	1.00	3/0	1232.50
14-15	1.4	2/0	1041.25
15-16	1.3	1/0	191.25
15-17	0.6	1/0	191.25
15-18	1.8	1/0	658.75
18-19	0.6	1/0	212.50
18-20	1.8	1/0	446.25
20-21	0.6	1/0	255.00
20-22	1.8	1/0	191.25



SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
ESCUELA DE INGENIERIA

TESIS PROFESIONAL

ALIMENTADOR 3 SUBSTACION 9 (SBN)

PLANO 9 1985 LUIS E. CASTELLANOS T.

Tabla con resultados del cálculo:

TRAMO	I LINEA (AMPS)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	123.42	13.41	2.86	57.46	2.30
2-3	116.70	13.24	1.26	23.84	1.03
3-4	110.43	12.99	1.89	32.85	1.53
4-5	104.30	12.70	2.28	36.63	1.84
5-6	11.60	12.68	0.09	0.18	0.08
5-7	94.26	12.49	1.68	23.93	1.36
7-8	22.67	12.44	0.34	1.17	0.28
8-9	16.82	12.40	0.32	0.89	0.29
9-10	8.91	12.38	0.11	0.16	0.09
8-11	5.93	12.40	0.24	0.21	0.20
7-12	72.60	12.33	1.23	13.48	1.01
12-13	5.97	12.32	0.07	0.07	0.06
12-14	58.02	12.26	0.53	4.53	0.43
14-15	49.40	12.17	0.72	5.70	0.64
15-16	9.08	12.15	0.14	0.22	0.13
15-17	9.08	12.16	0.06	0.10	0.06
15-18	31.47	12.08	0.70	3.72	0.66
18-19	10.16	12.07	0.07	0.13	0.07
18-20	21.43	12.02	0.48	1.72	0.45
20-21	12.25	12.00	0.09	0.18	0.08
20-22	9.20	11.99	0.20	0.31	0.19

Tabla con voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	VR (KV)	REGULACION (%)
2	13.41	2.90
3	13.24	4.22
4	12.99	6.23
6	12.68	8.83
9	12.40	11.30
10	12.38	11.47
11	12.40	11.30
12	12.33	11.92
13	12.32	12.01
14	12.26	12.56
16	12.15	13.58
17	12.16	13.48
19	12.07	14.33
21	12.00	15.00
22	11.99	15.01

Pérdidas de potencia en circuito : 207.5 KW.

Para el alimentador No. 4 (Plano 3-10) tenemos :

I Carga máxima = 80 amperes

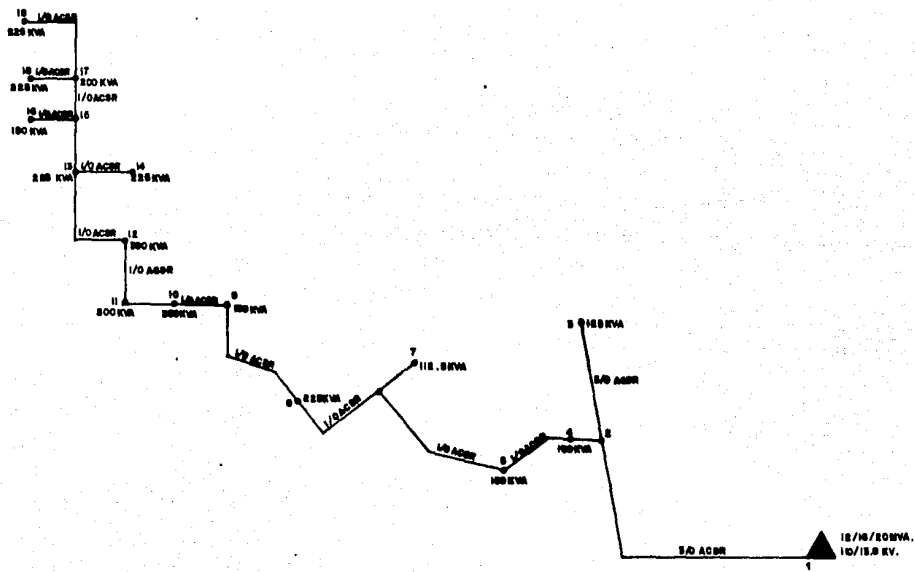
$$\text{KVA} = (80)(13.8)(1.732) = 1912$$

Carga Total Instalada = 3062.5 KVA.

$$\text{F.D.} = \frac{1912}{3062.5} = 0.62$$

CARACTERISTICAS DEL CIRCUITO NO. 4

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CALIBRE CONDUCTOR (ACSR)	CARGA CORREGIDA (KVA)
1-2	3.3	3/0	1912.00
2-3	1.8	3/0	77.50
2-4	0.6	1/0	1834.50
4-5	1.8	1/0	1741.50
5-6	1.3	1/0	1648.50
6-7	0.4	1/0	69.75
6-8	2.2	1/0	1578.75
8-9	2.0	1/0	1439.50
9-10	2.5	1/0	1346.25
10-11	1.2	1/0	1160.25
11-12	1.0	1/0	974.25
12-13	1.4	1/0	788.25
13-14	0.8	1/0	139.50
13-15	1.2	1/0	509.25
15-16	0.6	1/0	93.00
15-17	1.0	1/0	416.25
17-18	0.5	1/0	139.50
17-19	1.7	1/0	139.50



SIN ESCALA

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA	
ESCUELA DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
ALIMENTADOR 4 DE SUBSTACION 9 (SBN)	
PLANO 10 1985	LUIS E. CASTELLANOS T.

Tabla con resultados del cálculo:

TRAMO	I LINEA (Amps.)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	81.77	13.50	2.22	29.72	1.79
2-3	3.31	13.49	0.05	0.02	0.04
2-4	78.78	13.44	0.41	7.77	0.49
4-5	75.96	13.23	1.54	21.69	1.44
5-6	72.71	13.08	1.08	14.35	1.01
6-7	3.08	13.07	0.01	0.00	0.01
6-8	70.95	12.84	1.82	23.12	1.69
8-9	65.73	12.64	1.55	18.04	1.45
9-10	62.65	12.40	1.89	20.49	1.76
10-11	54.45	12.30	0.79	7.43	0.74
11-12	45.98	12.23	0.56	4.41	0.53
12-13	37.45	12.15	0.64	4.09	0.60
13-14	6.63	12.14	0.06	0.07	0.06
13-15	24.28	12.10	0.36	1.47	0.34
15-16	4.43	12.09	0.03	0.02	0.03
15-17	19.91	12.07	0.25	0.82	0.23
17-18	6.67	12.06	0.04	0.04	0.04
17-19	6.68	12.05	0.14	0.15	0.13

Tablas con voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	VR (KV)	REGULACION (%)
3	13.49	2.30
4	13.44	2.67
5	13.23	4.30
7	13.07	5.58
8	12.84	7.47
9	12.64	9.17
10	12.40	11.29
11	12.30	12.19
12	12.23	12.83
13	12.15	13.58
14	12.14	13.67
16	12.09	14.14
17	12.07	14.33
18	12.06	14.42
19	12.05	14.52

Pérdidas totales de potencia en el circuito : 153.5 KW.

3.6 CONCLUSIONES DERIVADAS DEL ANALISIS DE REGULACION.

De los resultados obtenidos en los cálculos de cada uno de los ocho circuitos analizados y basados en el hecho de que el compromiso de C.F.E. es de suministrar una tensión de 13.2 KV., con una tolerancia de $\pm 10\%$, a los usuarios, podemos concluir lo siguiente:

- a).- Circuito No. 1 de S.E. Ocho.
- Longitud total: 27.85 Kms.
 Capacidad instalada : 2065 KVA.
 Pérdidas de Potencia: 56.2 KW.
 % de Regulación : Satisfactorio, no excede del 6% en puntos más lejanos.
- b).- Circuito No. 2 de S.E. Ocho.
- Longitud total : 45.7 Kms.
 Capacidad instalada : 2700 KVA.
 Pérdidas de potencia : 196.4 KW.
 % de regulación : baja regulación del punto 6 en adelante; 20% - en el punto más lejano.
- c).- Circuito No. 3 de S.E. Ocho.
- Longitud total : 45.5 Kms.
 Capacidad instalada: 5795 KVA.
 Pérdidas de potencia : 256.5 KW.
 % de regulación : Baja regulación del punto 13 en adelante, 15% en el punto más lejano.
- d).- Circuito No. 4 de S.E. Ocho.
- Longitud total : 21.9 Kms.
 Capacidad instalada : 2450 KVA.
 Pérdidas de Potencia: 52.9 KW.
 % de Regulación : Satisfactorio, no excede al 6% en el punto más lejano.
- e).- Circuito No. 1 de S.E. Nueve.
- Longitud total : 31.4 Kms.
 Capacidad instalada : 3215 KVA.
 Pérdida de potencia: 24.27 KW.
 % de regulación: Satisfactorio, no excede al 3% en puntos más lejanos.

f).- Circuito No. 2 de S.E. Nueve.

Longitud total : 36.55 Kms.

Capacidad instalada : 5330 KVA.

Pérdidas de potencia: 436 KW.

% de Regulación : Baja regulación del punto 15 en adelante, 21%
en el punto más lejano.

g).- Circuito No. 3 de S.E. Nueve.

Longitud total : 34.45 Kms.

Capacidad instalada : 3375 KVA.

Pérdidas de potencia : 207.5 KW.

% de regulación : Baja regulación del punto 9 en adelante, 15%
en el punto más lejano.

h).- Circuito No. 4 de S.E. Nueve.

Longitud total : 25.3 Kms.

Capacidad instalada: 3062 KVA.

Pérdidas de potencia : 153.5 KW.

% de regulación : Baja regulación del punto 10 en adelante, 14%
en el punto más lejano.

IV

ESTUDIO Y SELECCION

DE ALTERNATIVAS DE

SOLUCION

En el capítulo anterior observamos que en cinco de los ocho circuitos analizados se presentan problemas de regulación. Siendo los más afectados, los alimentadores: No. 2 de S.E. Ocho y No. 2 de S.E. Nueve. Ambos se caracterizan por tener por cientos de regulación de alrededor de 20% en los puntos finales.

Tomaremos como base los dos circuitos y sus características, para proponer las alternativas de solución que conlleven a la corrección de la condición de bajo voltaje. Para ello consideraremos 3 vías de solución:

- Recalibración de conductor
- Bancos de reguladores en la red
- Bancos de capacitores en la red

4.1 RECALIBRACION DE CONDUCTOR.

Un método alternativo que podemos utilizar para regular el voltaje en un sistema y que puede decirse que es la solución más obvia, es reduciendo la caída por impedancia en la línea. Esto lo podemos lograr de dos maneras:

- a).- Reducción de la resistencia
- b).- Reducción de la reactancia

La resistencia y la reactancia inductiva están distribuidas a lo largo de la línea y cuando no se aplica una carga a ésta línea, el voltaje que recibirá el usuario (V_r), será igual al voltaje de la fuente (V_s).

Pero si aplicamos una carga a la línea, asumiendo que la carga aplicada es una carga atrasada, (caso de un motor de inducción), una corriente I , fluirá en el circuito a través de la resistencia y la inductancia, provocando una caída de voltaje : $I r R - I x X$; entonces el voltaje en el extremo receptor será igual a:

$$V_r = V_s - I r R - I x X$$

donde : $I r$ = Componente activa de la corriente.
 $I x$ = Componente reactiva de la corriente.

Gráficamente lo mostramos en la Fig. 4-1

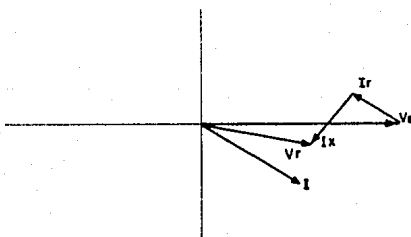


Fig. 4-1

Visto lo anterior, podemos afirmar lo siguiente:

- a).- La resistencia es una función del tamaño de la sección transversal del conductor, es decir, a mayor sección transversal del conductor, menor resistencia. Por lo que podemos reducir la resistencia instalando conductores de mayor calibre en sustitución de los ya existentes, aunque esto trae consigo inversiones costosas que se derivan de retirar los ya instalados, instalar los nuevos y posiblemente reforzar o reemplazar postes y crucetas, para soportar el peso adicional.
- b).- La reactancia es una función de la configuración del sistema, por lo que para reducir la reactancia tenemos que rediseñar el sistema, significando esto, instalar nuevas crucetas o postes. Otra posibilidad es, instalar sistemas subterráneos de distribución o también, sustituir los conductores desnudos por conductores forrados. Estas dos alternativas resultan demasiado costosas por lo que no se consideraran.
- Resumiendo, las alternativas de solución presentadas implican: cambios directos en el sistema de distribución ya existente ó la necesidad de rediseñar todo el sistema en sí. Ambas alternativas son costosas, problemáticas y presentan problemas de diseño.

Sin embargo, desarrollaremos a continuación el cálculo de regulación de los 2 circuitos, considerando la alternativa de recalibración de conductor y posteriormente en otra sección de éste capítulo efectuaremos el aná-

lisis costo-beneficio del mismo.

4.1.1 Análisis para circuito No. 2 S.E. Ocho.

Tomaremos como base la tabla de características del circuito ya presentadas (Sección 3.4, Capítulo III) con la modificación única, de calibre de conductor.

Vamos a considerar los conductores de calibre: 336.4 MCM y 266.8 MCM en las troncales y en los ramales donde puede haber aumento de carga en el futuro. (Para 1986 se tiene proyectado un crecimiento en esa área).

Para el conductor 336.4 MCM 26/2 tenemos:

$$R = 0.1727 \text{ OHMS/KM.}$$

$$X = 0.3923 \text{ OHMS/KM.}$$

Para el conductor 226.8 MCM 26/2 tenemos:

$$R = 0.2175 \text{ OHMS/KM.}$$

$$X = 0.3923 \text{ OHMS/KM.}$$

TRAMO	LONGITUD (Kms.)	CONDUCTOR INSTALADO (ACSR)	CONDUCTOR NUEVO (ACSR)
1-2	0.4	3/0	336.4
2-3	3.3	3/0	336.4
3-4	3.0	3/0	336.4
4-5	8.0	3/0	336.4
5-6	3.0	1/0	3/0
6-7	2.5	3/0	3/0
5-8	7.5	1/0	336.4
8-9	3.2	1/0	266.8
9-10	2.4	1/0	266.8
8-11	2.2	1/0	336.4
11-12	1.0	1/0	3/0
11-13	1.9	1/0	336.4
13-14	2.8	1/0	336.4
14-15	1.8	1/0	3/0
14-16	2.7	1/0	336.4

Tablas con resultados del cálculo.

TRAMO	I LINEA (Amps.)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	85.98	13.77	0.15	1.53	0.08
2-3	79.80	13.60	1.18	10.88	0.67
3-4	75.78	13.46	1.02	8.92	0.59
4-5	74.55	13.10	2.78	23.03	1.57
5-6	10.91	13.06	0.28	0.48	0.23
6-7	3.36	13.05	0.07	0.04	0.06
5-8	65.12	12.80	2.33	16.48	1.32
8-9	23.23	12.75	0.40	1.12	0.25
9-10	12.92	12.72	0.16	0.26	0.10
8-11	42.27	12.71	0.66	0.92	0.11
11-12	13.82	12.69	0.12	0.25	0.10
11-13	28.55	12.67	0.26	0.80	0.15
13-14	20.83	12.63	0.28	0.63	0.16
14-15	10.44	12.60	0.16	0.26	0.13
14-16	10.43	12.61	0.13	0.15	0.07

Tabla con voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
2	13.77	0.21
3	13.60	1.47
4	13.46	2.52
6	13.06	5.66
7	13.05	5.74
9	12.75	8.23
10	12.72	8.49
12	12.69	8.74
13	12.67	8.91
15	12.60	9.52
16	12.61	9.43

Pérdidas totales de potencia en el circuito: 65.75 Kw.

Como podemos observar, se consiguió mejorar la regulación y las pérdidas de potencia se redujeron de 196.4 Kw. a 65.75 Kw.

Los tramos necesarios de recalibrar para lograr ésta mejoría se indican a continuación:

Calibre 336.4 MCM	31.8	Kms.
Calibre 266.8 MCM	5.6	Kms.
Calibre 3/0	5.8	Kms.

4.1.2. Análisis para circuito No. 2 S.E. Nueva.

Tomaremos como base las características del circuito ya presentadas,-
(Sección 3.5, Cap. III). con la modificación única, de calibre de conductor.

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CONDUCTOR INSTALADO (ACSR)	CONDUCTOR NUEVO (ACSR)
1-2	1.00	3/0	336.4
2-3	0.65	1/0	3/0
2-4	0.80	3/0	336.4
4-5	0.80	1/0	3/0
4-6	0.70	3/0	336.4
6-7	0.40	1/0	3/0
6-8	1.20	3/0	336.4
8-9	1.60	2/0	3/0
9-10	0.50	2/0	3/0
10-11	1.60	1/0	3/0
10-12	1.40	1/0	3/0
12-13	0.70	1/0	3/0
12-14	1.10	1/0	3/0
8-15	1.80	3/0	336.4
15-16	0.60	3/0	336.4
16-17	1.20	1/0	1/0
16-18	2.00	3/0	336.4
18-19	0.95	1/0	1/0
18-20	1.40	3/0	336.4
20-21	1.60	3/0	336.4
21-22	0.65	1/0	3/0
21-23	1.60	3/0	336.4
23-24	1.00	1/0	3/0
24-25	0.70	1/0	3/0
25-26	1.00	1/0	3/0
24-27	0.50	1/0	3/0
23-28	0.40	3/0	336.4
28-29	0.80	3/0	336.4
29-30	1.00	1/0	1/0
29-31	1.10	3/0	336.4
31-32	0.90	1/0	1/0
31-33	0.90	3/0	336.4
33-34	2.00	3/0	336.4
34-35	0.70	1/0	3/0
34-36	0.60	1/0	3/0

Tabla con resultados del cálculo:

TRAMO	I LINEA (AMPS.)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	201.78	13.67	0.90	21.09	0.51
2-3	6.76	13.66	0.03	0.04	0.02
2-4	196.49	13.57	0.70	16.00	0.40
4-5	8.52	13.56	0.05	0.07	0.04
4-6	189.16	13.48	0.59	12.97	0.34
6-7	5.71	13.47	0.01	0.01	0.01
6-8	185.42	13.34	1.01	21.37	0.58
8-9	32.88	13.28	0.44	2.33	0.36
9-10	25.17	13.26	0.10	0.42	0.08
10-11	8.72	13.24	0.11	0.16	0.09
10-12	16.50	13.23	0.19	0.51	0.15
12-13	7.77	13.22	0.04	0.05	0.03
12-14	8.74	13.21	0.08	0.11	0.06
8-15	154.73	13.17	1.29	22.32	0.73
15-16	137.79	13.12	0.38	5.90	0.22
16-17	8.43	13.10	0.11	0.17	0.10
16-18	130.97	12.94	1.23	17.77	0.70
18-19	11.92	12.93	0.13	0.28	0.12
18-20	120.10	12.84	0.80	10.46	0.45
20-21	111.09	12.72	0.84	10.23	0.48
21-22	10.50	12.72	0.06	0.09	0.04
21-23	101.40	12.62	0.77	8.52	0.45
23-24	29.18	12.58	0.25	1.14	0.21
24-25	16.96	12.57	0.10	0.27	0.08
25-26	8.80	12.55	0.07	0.10	0.06
24-27	12.26	12.57	0.05	0.10	0.04
23-28	72.40	12.60	0.14	1.08	0.08
28-29	60.32	12.57	0.23	1.50	0.13
29-30	12.28	12.56	0.14	0.31	0.13
29-31	48.18	12.53	0.25	13.23	0.14
31-32	12.32	12.53	0.13	0.28	0.12
31-33	35.96	12.52	0.15	0.60	0.09
33-34	20.60	12.48	0.20	0.44	0.11
34-35	12.36	12.49	0.07	0.14	0.06
34-36	6.59	12.49	0.03	0.03	0.02

Tabla con voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
3	13.66	1.02
5	13.56	1.77
7	13.47	2.45
9	13.28	3.91
11	13.24	4.23
13	13.22	4.38
14	13.21	4.46
15	13.17	4.78
17	13.10	5.34
19	12.93	6.81
20	12.84	7.47
22	12.72	8.49
25	12.57	9.78
26	12.55	9.96
27	12.57	9.78
28	12.60	9.52
30	12.56	9.87
32	12.53	10.13
33	12.52	10.22
35	12.49	10.48
36	12.49	10.48

Pérdidas totales de potencia en el circuito: 170.09 KW.

El % de regulación se mejoró en un 50% y las pérdidas se redujeron de 436 KW a 170 KW.

Los tramos necesarios de recalibrar para lograr ésta mejoría se indican a continuación:

Calibre 336.4 MCM ACSR : 17.9 KMS.

Calibre 3/0 ACSR : 13.9 KMS.

4.2 BANCOS DE REGULADORES.

Existe otra alternativa para solucionar el problema de regulación: instalar bancos de reguladores en el sistema. Una ventaja de ésta solución es el hecho que los reguladores de voltaje operan igualmente bien tanto en condiciones de bajo voltaje como en alto voltaje.

La figura 4-2 muestra el diagrama del dispositivo regulador aplicado a la línea:

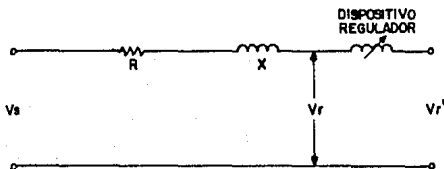


Fig. 4-2

El diagrama vectorial de la Fig. 4-3 muestra como éste dispositivo regulador cambia el voltaje V_r al valor V_r' que es igual al voltaje de la fuente (V_s). Los dispositivos reguladores son sensitivos al voltaje y generalmente son controlados automáticamente y ajustados para mantener el voltaje de salida.

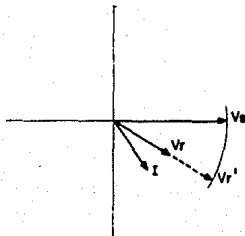
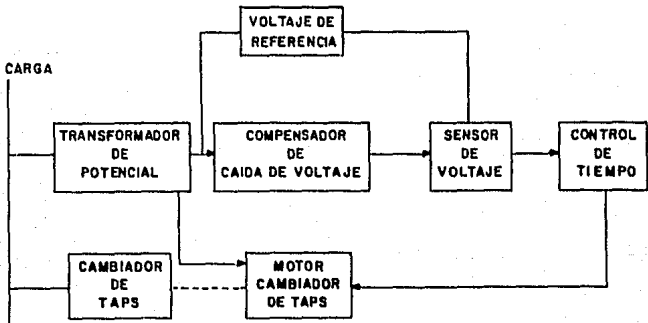


Fig. 4-3

Básicamente un regulador de voltaje es un tipo de transformador. En un regulador, el devanado que es energizado por el voltaje de alimentación se le llama devanado de excitación, el devanado en el cuál el voltaje es inducido es llamado el devanado regulador. Esta es la forma fundamental de un regulador de voltaje de pasos.

El regulador de voltaje de pasos es básicamente un autotransformador y como sabemos, un autotransformador es similar a un transformador convencional de dos devanados con la diferencia de que ambos devanados se encuentran conectados tanto eléctrica como magnéticamente.

El regulador de voltaje de pasos, como ya se mencionó, es un autotransformador capaz de elevar o disminuir el voltaje en 32 pasos de $5/8\%$ cada uno. En el siguiente diagrama de bloques se muestra la secuencia de operación de un regulador de voltaje.



SECUENCIA DE OPERACION DE
UN REGULADOR DE VOLTAJE

Es importante señalar que no es objeto de éste proyecto el analizar la teoría y el funcionamiento de éstos dispositivos por lo que únicamente efectuaremos el análisis de bancos reguladores instalados en los circuitos / las ventajas que implica el hacerlo

Para la finalidad del presente proyecto se seleccionó un % de regulación del 8% y la razón de ésto es que la selección se hace considerando la variación programada de regulación de un regulador de voltaje, variación que no debe exceder a los límites máximo de diseño del equipo ($\pm 10\%$), con el fin de preveer picos de demanda transitorios así como, incrementar los KVA de regulación.

4.2.1. Análisis de regulación del circuito No. 2 de S.E. Ocho.

Como mencionamos anteriormente, consideraremos un banco de reguladores donde se presente un % de regulación de 8%. Por lo que si vemos en los resultados obtenidos en el cálculo del capítulo 3, observaremos que en el punto 6 tenemos un % de regulación del orden de 10.99 %.

Considerando la instalación de un banco de reguladores en el tramo 4-5, efectuaremos el cálculo con las nuevas condiciones.

Los resultados se relacionan en la siguiente tabla:

TRAMO	LONGITUD (KMS.)	CARGA (KVA)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
4-5	8.0	1691	13.13	5.04	59.51	3.97
5-6	3.0	247	13.08	0.37	0.74	0.35
6-7	2.5	76	13.06	0.09	0.05	0.09
5-8	7.5	1444	12.57	4.40	44.40	3.49
8-9	3.2	513	12.45	0.90	3.77	0.858
9-10	2.4	285	12.40	0.39	0.88	0.36
8-11	2.2	931	12.42	1.25	8.59	1.07
11-12	1.0	304	12.40	0.16	0.41	0.16
11-13	1.9	627	12.33	0.67	3.41	0.63
13-14	2.8	456	12.24	0.74	2.70	0.69
14-15	1.8	228	12.21	0.23	0.43	0.43
14-16	2.7	228	12.19	0.35	0.65	0.33

Voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
6	13.08	5.50
7	13.06	5.66
9	12.45	10.84
10	12.40	11.30
12.	12.40	11.30
13	12.33	11.92
15	12.21	13.02
16	12.19	13.20

Pérdidas totales : 182.58 KW.

Con un banco de reguladores en el tramo 5-8

TRAMO	LONGITUD (KMS.)	CARGA (KVA)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
8-9	3.2	513	13.69	0.75	3.12	0.71
9-10	2,4	285	13.64	0.32	0.72	0.29
8-11	2,2	931	13.67	0.94	7.10	0.89
11-12	1.0	304	13.65	0.14	0.34	0.13
11-13	1.9	627	13.59	0.56	2.81	0.52
13-14	2,8	455	13.50	0.60	2.22	0.56
14-15	1.8	228	13.47	0.20	0.35	0.18
14-16	2.7	228	13.46	0.29	0.53	0.27

Tabla con voltajes y % de regulación en punto de recepción:

PUNTO	Vr	REGULACION (%)
9	13.69	0.80
10	13.64	1.17
12	13.65	1.09
13	13.59	1.54
15	13.47	2.45
16	13.46	2.52

Pérdidas de potencia en el circuito: 178.93 KW.

Necesidades de inversión: - 2 bancos de reguladores, 1 en el nodo 4 y otro en el nodo 8.

4.2.2. Análisis de regulación del circuito No. 2 de S.E. Nueve.

En los resultados obtenidos en la tabla para éste alimentador observamos que en el nodo 15 tenemos un % de regulación de 9.0% por lo que consideramos un banco de reguladores en ese punto para nuestro nuevo cálculo.

Los resultados se relacionan en la siguiente tabla:

TRAMO	LONGITUD (KMS)	CARGA (KVA)	KV_2 (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
8-15	1.80	3529.50	13.50	2.25	55.28	1.80
15-16	0.60	3129.00	13.41	0.67	14.66	0.54
16-17	1.20	191.35	13.39	0.11	0.17	0.10
16-18	2.00	2937.65	13.12	2.19	45.00	1.77
18-19	0.95	267.00	13.10	0.13	0.27	0.12
18-20	1.40	2670.50	12.93	1.43	26.79	1.16
20-21	1.60	2448.15	12.73	1.55	26.56	1.26
21-22	0.65	231.40	12.72	0.08	0.15	0.07
21-23	1.60	2216.75	12.54	1.50	22.42	1.17
23-24	1.00	636.35	12.50	0.35	1.80	0.33
24-25	0.70	369.35	12.48	0.14	0.42	0.13
25-26	1.00	191.35	12.46	0.10	0.16	0.10
24-27	0.50	267.00	12.49	0.07	0.15	0.07
23-28	0.40	1580.40	12.50	0.26	2.86	0.21
28-29	0.80	1313.40	12.44	0.44	4.00	0.35
29-30	1.00	267.00	12.42	0.15	0.32	0.14
29-31	1.10	1046.40	12.38	0.48	3.52	0.39
31-32	0.90	267.00	12.36	0.13	0.29	0.12
31-33	0.90	779.40	12.34	0.29	1.61	0.24
33-34	2.00	445.65	12.29	0.38	1.19	0.31
34-35	0.70	267.00	12.27	0.10	0.23	0.10
34-36	0.60	142.40	12.28	0.05	0.05	0.04

Voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
15	13.5	2.22
17	13.39	3.06
19	13.10	5.34
20	12.93	6.72
22	12.72	8.49
25	12.48	10.57
26	12.46	10.75
27	12.49	10.48
28	12.50	10.40
30	12.42	11.11
32	12.36	11.65
33	12.34	11.83
35	12.27	12.47
36	12.28	12.37

Pérdidas totales : 405.8 KW.

Con un banco de reguladores en el nodo : 21

TRAMO	LONGITUD (KMS.)	CARGA (KVA)	KV ₂ (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
21-22	0.65	231.40	13.79	0.07	0.12	0.06
21-23	1.60	2216.75	13.63	1.23	19.00	1.00
23-24	1.00	636.35	13.58	0.30	1.52	0.28
24-25	0.70	369.35	13.56	0.12	0.36	0.11
25-26	1.00	191.35	13.54	0.09	0.13	0.08
24-27	0.50	267.00	13.57	0.06	0.13	0.06
23-28	0.40	1580.40	13.60	0.22	2.42	0.18
28-29	0.80	1313.40	13.55	0.37	3.37	0.30
29-30	1.00	267.00	13.53	0.12	0.27	0.12
29-31	1.10	1046.40	13.49	0.40	2.96	0.33
31-32	0.90	267.00	13.47	0.11	0.24	0.10
31-33	0.90	779.40	13.45	0.25	1.35	0.20
33-34	2.00	445.65	13.40	0.31	0.99	0.26
34-35	0.70	267.00	13.38	0.09	0.19	0.08
34-36	0.60	142.40	13.39	0.04	0.04	0.03

Voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
22	13.79	0.07
25	13.56	1.76
26	13.54	1.92
27	13.57	1.69
28	13.60	1.47
30	13.53	1.99
32	13.47	2.44
33	13.45	2.60
35	13.38	3.13
36	13.39	3.06

Pérdidas de potencia totales en el circuito : 399.01 KW.

Necesidades de Inversión: 2 bancos de reguladores, 1 en el nodo 15 y otro en el nodo 21.

4.3 BANCOS DE CAPACITORES.

4.3.1. Corrientes activas y corrientes reactivas.

En las redes eléctricas de corriente alterna como ya hemos mencionado, pueden distinguirse dos tipos fundamentales de cargas : cargas óhmicas o - resistivas y cargas reactivas.

Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con el - voltaje aplicado a las mismas. Debido a ésta circunstancia, la energía - eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en - calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la - red eléctrica. Este tipo de corrientes se conocen como corrientes activas.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran desfa - sadas 90° con respecto al voltaje aplicado y por consiguiente, la energía - eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almace - na en forma de un campo eléctrico o magnético durante un corto período de - tiempo (un cuarto de ciclo) y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite periódicamente, siguiendo las oscilaciones del voltaje aplicado a la carga. Las corrientes de éste -

tipo se conocen como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una carga puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra reactiva ideal. En los casos de cargas representadas por líneas de distribución, transformadores, motores eléctricos, etc., la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En éstos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga también toma una parte adicional de corriente reactiva, comparable en magnitud a la corriente activa. Esta corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para energizar los circuitos magnéticos de los equipos mencionados anteriormente, representa una carga adicional de corriente para los transformadores de potencia las líneas eléctricas e incluso los generadores.

En el caso de los motores de inducción instalados en la Costa de Hermosillo, la corriente reactiva total, necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de éstas máquinas, suele ser de carácter inductivo; es decir, ésta corriente se encuentra desfasada 90° en atraso con respecto al voltaje.

4.3.2. Factor de Potencia.

Al Coseno del ángulo θ que forma la corriente activa I_a con la corriente total resultante I , se le llama factor de potencia, debido a que representa la relación existente entre la potencia real consumida $IaV = W$, o potencia activa y la potencia aparente $IV = W_0$ que llega al usuario. Es decir:

$$W = W_0 \cos\theta$$

En la práctica, suele multiplicarse por cien el factor $\cos\theta$, quedando medido el factor de potencia en tanto por ciento: Porcentaje de potencia real consumida con relación a la potencia aparente.

En la fig. 4-4 puede verse claramente que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_r , mayor será el ángulo θ y por consiguiente más bajo el factor de potencia. Es decir que un bajo factor de potencia en una instalación

Implica un consumo alto de corrientes reactivas y por tanto, es riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión y distribución.

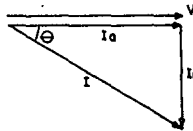


Fig. 4-4

Una forma de resolver éstos inconvenientes y de obtener un ahorro considerable en la mayoría de los casos, es el instalar capacitores de potencia ya sea en alta o baja tensión.

Los capacitores de potencia conectados en paralelo en un circuito, proporcionan corrientes reactivas de carácter capacitivo, que toma corrientes desfasadas 90° en adelanto, respecto al voltaje. Estas corrientes, al hallarse en oposición de fase con respecto a las corrientes reactivas de tipo Inductivo, tienen por efecto el reducir la corriente reactiva total que consumen las cargas.

En la Fig. 4-5 se observa que variando la carga capacitiva instalada X_c (o lo que es lo mismo, la potencia del banco de capacitores), el ángulo θ , convertido en θ' , puede reducirse tanto como se quiera y por consiguiente, el factor de potencia puede aproximarse al valor de 100%, tanto como sea conveniente.



Las ventajas que ofrecen la instalación de bancos de capacitores son:

- a). Se reduce la corriente que circula por el sistema de distribución, liberando capacidad instalada para la transmisión de potencia real.
- b). Se reducen las caídas de voltaje en el sistema de distribución, contribuyendo así a mejor regulación del voltaje.
- c). Se reducen las pérdidas en el sistema de distribución.

4.3.3. Localización Óptima de capacitores en derivación.

La localización de capacitores en derivación en un sistema eléctrico depende en forma principal de los requerimientos de potencia reactiva del mismo. El análisis correspondiente debe tomar en cuenta las necesidades de operación adecuada del sistema y muy especialmente el aspecto económico.

De acuerdo a las características del alimentador en estudio se pueden instalar dos tipos de banco de capacitores: Fijos, o sea conectados permanentemente, ó controlados con interruptor que mantienen conectados los bancos al sistema durante los lapsos de máxima carga.

Para la selección de los puntos óptimos para la ubicación de los bancos de capacitores utilizaremos un método implementado por la Comisión Federal de Electricidad el cual es bastante aceptable además de simple.

4.3.4. Análisis del circuito No. 2 de S.E. Ocho.

Para ubicar los bancos de capacitores fijos que se instalarán en el circuito seguiremos los siguientes pasos:

1º.- Concentramos las cargas (KVA) en puntos a lo largo de la línea troncal. En la tabla 4-1, se muestran los 9 puntos resultantes para el circuito en estudio.

2º.- Tomando como base, mediciones hechas, y utilizando las características reales del circuito obtenemos los siguientes datos básicos para efectuar el cálculo :

Factor de potencia promedio de las cargas: $\cos\theta = 36.87$ (atrasado).

Factor de Carga : F.C. = 0.76

Capacidad Instalada : KVA = 2700

Corriente Máxima : $I_{max.} = 86$ Amps.

Con los datos anteriores obtenemos primeramente los KVA máximo con la fórmula:

$$P = (I_{max.})(KV)(1.732)$$

Sustituyendo : $P = (86)(13.8)(1.732) = 2055.5$ KVA máximos.

Seguidamente convertimos los KVAR de los bancos a KVA. equivalentes:

$$KVARE = \frac{KVA \text{ Instalados}}{(KVA \text{ Máximos})(F.C)(\text{Sen}\theta)} \times KVAR \text{ (Capacidad bancos capacitores).}$$

$$\text{Sustituyendo KVARE} = \frac{2700}{(2055.5)(0.76)(\text{Sen } 36.87)} = 2.88$$

$$KVARE (600 KVAR) = (2.88)(600) = 1728 ; KVARE (300 KVAR) = (2.88)(300) = 864$$

Con éstos valores obtenidos, elaboramos las columnas mostradas en la Tabla 4-1.

En la primera columna se indican los puntos donde se concentraron las cargas del circuito.

En la segunda columna se van sumando, del punto 16 hacia adelante, los KVA instalados hasta alcanzar en el punto 2, la cantidad de 2700 KVA que es la capacidad total instalada.

Procedimiento para localización de bancos de capacitores Fijos:

- 1.- Tomaremos $0.5 \text{ KVARe} = 0.5 \times 1728 = 864$
- 2.- Buscamos en la columna de KVA instalados (cumulativos), el punto donde los KVA instalados empiecen a ser superiores a 864. Obteniendo así que el punto 11 es el punto donde instalaremos el 1er. banco de 600 KVAR.
- 3.- Tomaremos $1.5 \text{ KVARe} = 1.5 \times 864 = 1296$
- 4.- Buscaremos en la columna de KVA instalados el primer punto arriba de 1296 KVA obteniendo así que el punto 8 es el indicado para instalar un banco fijo de 300 KVAR.
- 5.- Tomamos $2.5 \text{ KVARe} = 2.5 \times 864 = 2160$
- 6.- Buscamos en la columna de KVA instalados el primer punto arriba de 2160 KVA obteniendo que en el punto 5 instalaremos otro banco de 300 KVAR.
- 7.- Tomamos $3.5 \text{ KVARe} = 3.5 \times 864 = 3024$
- 8.- En la tabla observamos que ya no es conveniente instalar otro banco fijo de capacitores.

Procedimiento para localización de bancos de capacitores controlados:

Durante las horas de demanda máxima, se hace necesario instalar bancos adicionales, ya sea porque así lo requiere el sistema en su necesidad de KVA - reactivos o para mejorar las condiciones de regulación del alimentador que se estudia. Estos tendrán que ser del tipo controlado, por medio de un interruptor cada uno, cuya apertura y cierre puede ser regulado por medio de relevadores de tiempo, de tensión, de corriente, de KVA ó KVA reactivos, ó combinaciones simultáneas de algunos de éstos parámetros. Es fácil ahora aplicar un método similar al expuesto en la primera parte para resolver también éste caso.

Un banco que entra en servicio a las horas de pico, "Va" una situación diferente. En primer lugar, F.C. = 1 y quizá Sen θ varíe. Entonces los bancos fijos que ya han quedado determinados se ven de capacidad menor. Después de hacer éstas consideraciones procederemos a efectuar el cálculo -

para la ubicación de los bancos de capacitores controlados.

Datos:

Factor de potencia promedio de las cargas : $\text{Cos } \theta = 31.78$ (atrasado)

Factor de carga: F.C. = 1.0

Capacidad instalada: KVA = 2700

Corriente Máxima : $I_{\text{max.}} = 86$ Amps.

los KVARe equivalentes son:

$$\text{KVARe} = \frac{2700}{(2055.5) (1)(0.526)} = 2.50$$

$$\text{KVARe (600 KVAR)} = (2.50) (600) = 1500$$

$$\text{KVARe (300 KVAR)} = (2.50) (300) = 750$$

Hay instalados 3 bancos fijos en los puntos : 11, 8 y 5.

A las capacidades instaladas, indicadas en la columna 2, restamos a partir del punto 11, 750:

Así , para el punto 8, tenemos:

$$1900 - 750 = 1150$$

A partir del punto 5, tenemos:

$$2225 - (750 \times 2) = 725$$

A partir del punto 4 tenemos:

$$2325 - (750 \times 3) = 75$$

Aplicando a ésta columna (No. 4) la regla indicada para los capacitores fijos, tenemos.

$$0.5 \times 750 = 375$$

$$1.5 \times 750 = 1125$$

$$2.5 \times 750 = 1875$$

Así formaremos la columna 5, de la tabla 4-1.

PUNTO	KVA	BANCOS FIJOS	KVA _n	BANCOS CONTROLADOS
2	2700		450	
3	2475		225	
4	2325		75	
5	2225	300 KVAR.	725	
8	1900	300 KVAR.	1150	
11	1225	600 KVAR.	1225	300 KVAR.
13	825		825	
14	600		600	300 KVAR.
16	300		300	

Tabla 4-1

Resumiendo tenemos que el circuito No. 2 de S.E. Ocho admite únicamente:

Bancos Fijos : 1 banco de 600 KVAR y 2 bancos de 300 KVAR.

Bancos Controlados: 2 bancos de 300 KVAR.

Conociendo los puntos óptimos para la ubicación de los bancos de capacitores, procederemos a analizar el circuito con nuevas condiciones, con el objeto de observar los beneficios que podemos obtener.

El primer punto para instalar un banco de 300 KVAR, es el nodo 14 — (Plano 3-4, Cap, III).

En condiciones actuales tenemos para el nodo 14 los siguientes datos:

$$\bar{I}_L = 22.76 \angle -36.87^\circ = 18.20 - j 13.65 \text{ amperes}$$

$$\bar{Z}_L = 2.8(0.694 + j0.5205) = 1.95 + j1.46 \text{ ohms.}$$

Instalando un capacitor de 300 KVAR en ese punto, tenemos:

$$I_c = 12.55 \angle 90^\circ = 0 + j 12.55 \text{ amperes.}$$

$$I_r = I_L + I_c$$

$$I_r = 18.20 - j 13.65 + j 12.55$$

$$I_r = 18.20 - j 1.1 = 18.23 \angle -3.45^\circ \text{ Amperes.}$$

$$\text{Caída de voltaje} = I_r Z_L = (18.23 \angle -3.45^\circ) (2.42 \angle 36.77^\circ) = 44.11 \angle 33.32^\circ$$

$$\text{Pérdidas de Potencia, nodo 14: } 3(22.76)^2(0.696)(2.8) = 3.03 \text{ KW.}$$

$$\text{Pérdidas de Potencia, (Con Capacitor): } 3(18.23)^2(0.696)(2.8) = 1.95 \text{ KW.}$$

Caída de voltaje en el nodo : $(55.30)(1.732) = 95.78$ Volts.

Caída de voltaje (con capacitor) : $(44.11)(1.732) = 76.40$ volts.

Podemos observar que las pérdidas de potencia se redujeron sustancialmente y se mejoró la regulación de voltaje.

Seguidamente analizaremos los siguientes nodos con las nuevas condiciones es decir, si en el nodo 13 teníamos:

$$I_L = 31.04 \angle -36.87^\circ \text{ Amperes}$$

Ahora tendremos:

$$I_L = 31.04 - 4.53 = 26.51 \angle -36.87^\circ \text{ Amperes.}$$

En el nodo 11 tenemos:

$$I_L = 42.0 - 36.87 = 33.60 - j 25.20 \text{ amperes.}$$

e instalando un banco de 600 KVAR tendremos:

$$I_c = 25.10 \angle 90^\circ = 0 + j25.10 \text{ amperes.}$$

$$I_r = I_L + I_c = 33.6 - j 25.20 + j25.10$$

$$I_r = 33.6 - j0.1$$

$$= 33.60 \angle -0.17^\circ \text{ amperes.}$$

Pérdidas de potencia sin capacitor: 8.10 KW.

Pérdidas de potencia con capacitor: 5.18 KW.

En el nodo 8 tenemos:

$$I_L = 69.97 \angle -36.87^\circ \text{ amperes.}$$

Y considerando la instalación de otro banco de 300 KVAR en ese punto:

$$I_L = 69.97 - 4.53 - 8.4 = 57.04 \angle -36.87^\circ \text{ amperes.}$$

$$I_c = 12.55 \angle 90^\circ = 0 + j12.55 \text{ amperes.}$$

$$I_r = 45.63 - j34.22 + j12.55$$

$$= 45.63 - j21.67 \text{ amperes ó } 50.52 \angle -25.4^\circ \text{ Amp.}$$

Pérdidas de potencia sin capacitor : 33.07 KW.

Pérdidas de potencia con capacitor : 25.95. KW.

En el nodo 5 tenemos:

$$I_L = 78.08 \angle -36.87^\circ \text{ amperes}$$

Y con un banco de capacitores de 300 KVAR tendremos:

$$I_L = 77.28 - (4.53 + 8.4 + 4.53) = 59.82 \angle -36.87^\circ \text{ amperes.}$$

$$I_r = I_L + I_c$$

$$I_r = 47.85 - j35.9 + j12.5$$

$$I_r = 48.5 - j23.40 \text{ ó } 53.84 \angle -25.75^\circ \text{ amperes}$$

Pérdidas de potencia sin capacitor : 65.69 KW:

Pérdidas de potencia con capacitor : 31.23 KW.

Para el punto 4 con capacitores en el circuito tendremos:

$$I_L = 55.29 \angle -36.87^\circ \text{ amperes}$$

Para el punto 3 :

$$I_L = 58.67 \angle -36.81^\circ \text{ amperes}$$

Para el punto 2:

$$I_L = 64.10 \angle -36.87^\circ \text{ amperes.}$$

Con éstas nuevas condiciones y utilizando la fórmula:

$$\text{Caída de Voltaje} = I(R \cos\theta + X \sin\theta) (L)$$

Obtenemos los voltajes y % de regulación para los puntos de recepción, así como las pérdidas de potencia totales en el circuito:

TRAMO	I (AMPS)	KV2 (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	64.14	13.77	0.21	2.21	0.17
2-3	58.70	13.56	1.60	15.32	1.30
3-4	55.29	13.58	1.37	12.35	1.12
4-5	53.80	12.90	3.70	31.18	2.96
5-6	11.10	12.85	0.38	0.77	0.36
6-7	3.41	12.83	0.10	0.06	0.09
5-8	50.42	12.48	3.37	25.70	2.69
8-9	23.95	12.37	0.92	3.83	0.87
9-10	13.35	12.33	0.39	0.89	0.36
8-11	33.51	12.37	0.89	5.15	0.83
11-12	14.21	12.35	0.16	0.42	0.16
11-13	30.97	12.28	0.71	3.80	0.67
13-14	18.21	12.20	0.62	1.94	0.59
14-15	10.81	12.17	0.24	0.44	0.22
14-16	10.82	12.16	0.36	0.66	0.34

Tabla con voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
2	13.77	0.21
3	13.56	1.77
4	13.38	3.14
6	12.85	7.40
7	12.83	7.56
9	12.37	11.56
10	12.33	11.92
12	12.35	11.74
13	12.28	12.37
15	12.17	13.40
16	12.16	13.48

Pérdidas de potencia totales en el circuito : 105 KW.

4.3.5. Análisis del circuito No. 2 de S.E. Nueve.

Siguiendo el mismo procedimiento utilizado para el circuito No. 2 - de S.E. Ocho, nos encontramos con que los puntos óptimos para la ubicación de los bancos de capacitores fijos y controlados quedarán como se indica - en la siguiente tabla. (4-2)

PUNTO	KVA	BANCOS FIJOS	KVAh	BANCOS CONTROLADOS
2	5330		2798	
6	5150		2610	300 KVAR
8	4775	600 KVAR	2876	
15	3925		2026	
16	3475		1576	
18	3260	600 KVAR	1994	
20	2960		1694	300 KVAR
21	2710		1444	
23	2450	600 KVAR	1817	
28	1735		1102	300 KVAR
29	1435		802	
31	1135		502	
33	835	600 KVAR	835	
34	460		460	300 KVAR.

Tabla 4-2

Podemos concluir que el alimentador No. 2 de S.E. Nueve admite:

Bancos Fijos :4 bancos de 600 KVAR.

Bancos Controlados:4 bancos de 300 KVAR.

Contando ya con la localización de los bancos de capacitores y utilizan do el mismo procedimiento de la sección anterior obtenemos la siguiente ta-
bla de resultados:

TRAMO	I (AMPS.)	KV2 (KV)	REGULACION (%)	PERDIDAS (KW)	PERDIDAS (%)
1-2	131.92	13.65	1.07	23.44	0.87
2-3	6.78	13.64	0.05	00.06	0.04
2-4	128.50	13.53	0.84	17.80	0.70
4-5	8.50	13.52	0.07	00.12	0.07
4-6	121.90	13.43	0.70	14.01	0.57
6-7	5.75	13.42	0.02	0.02	0.02
6-8	118.90	13.28	1.19	22.85	0.97
8-9	33.05	13.22	0.51	0.291	0.45
9-10	25.29	13.20	0.12	0.53	0.10
10-11	8.77	13.18	0.16	0.25	0.15
10-12	16.58	13.16	0.26	0.80	0.25
12-13	7.81	13.15	0.06	0.09	0.59
12-14	8.80	13.14	0.11	0.17	0.10
8-15	110.60	13.06	1.70	29.64	1.37
15-16	93.46	12.99	0.48	7.06	0.39
16-17	8.51	12.97	0.12	0.18	0.11
16-18	88.88	12.80	1.53	20.95	1.24
18-19	12.06	12.78	0.13	0.28	0.12
18-20	88.45	12.66	1.08	14.75	0.88
20-21	88.16	12.50	1.28	17.02	1.03
21-22	10.70	12.49	0.08	0.15	0.08
21-23	80.17	12.35	0.15	13.85	0.94
23-24	29.85	12.30	0.37	1.86	0.34
24-25	17.36	12.28	0.15	0.44	0.14
25-26	9.00	12.26	0.11	0.17	0.10
24-27	12.54	12.29	0.07	0.16	0.07
23-28	61.19	12.32	0.22	2.01	0.18
28-29	54.90	12.27	0.39	3.24	0.32
29-30	12.58	12.25	0.16	0.33	0.14
29-31	41.81	12.22	0.42	2.59	0.34
31-32	12.63	12.20	0.14	0.30	0.13
31-33	28.46	12.19	0.23	0.98	0.19
33-34	17.48	12.15	0.32	0.82	0.26
34-35	12.70	12.13	0.11	0.23	0.10
34-36	6.77	12.14	0.05	0.05	0.04

Tabla con voltajes y % de regulación en puntos de recepción:

PUNTO	Vr (KV)	REGULACION (%)
3	13.64	1.17
5	13.52	2.07
7	13.42	2.83
9	13.22	4.38
11	13.18	4.70
13	13.15	4.94
14	13.14	5.02
15	13.06	5.66
17	12.97	6.40
19	12.78	7.98
20	12.66	9.00
22	12.49	10.50
25	12.28	12.37
26	12.26	12.56
27	12.29	12.28
28	12.32	12.00
30	12.25	12.65
32	12.20	13.11
33	12.19	13.20
35	12.13	13.75
36	12.14	13.65

Pérdidas de potencia en el circuito : 200.11 KW.

4.4. ANALISIS ECONOMICO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION.

Es importante mencionar que el factor económico es determinante para la selección de una alternativa que, desde el punto de vista técnico sea benéfica. Por ésta razón en ésta sección presentaremos el costo de cada una de las alternativas de solución.

4.4.1. Circuito No. 2 S.E. Ocho.

1a.- Alternativa : Recalibración de conductor.

Inversión Necesaria : a) Recalibrar 31.8 Kms. con conductor 336.4 ACSR.

b) Recalibrar 5.6 Kms. con conductor 266.8 ACSR.

c) Recalibrar 5.8 Kms. con conductor 3/0 ACSR.

a). Costos de Recalibración Conductor 336.4 ACSR (X Fase X Km.)

Materiales : \$ 819,956.00

Mano de obra : 50,774.00

T O T A L : \$ 870,730.00

Costo por recalibrar 31.8 Kms. : $(3)(31.8)(870,730.00) = \$ 83'067,642.00$

b). Costos de Recalibración conductor 226.8 ACSR (X Fase X Km.)

Materiales : \$ 578,635.00

Mano de Obra : 35,129.00

T O T A L : \$ 613,764.00

Costo por recalibrar 5.6 Kms. : $(3)(5.6)(\$613,764.99) = \$ 10'311,235.20$

c). Costos de Recalibración conductor 3/0 (X Fase X Km.)

Materiales : \$ 367,503.00

Mano de Obra : 42,203.00

T O T A L : \$ 409,706.00

Costo por recalibrar 5.8 KMS. : $(3)(5.8)(409,706.00) = \$ 7'128,884.40$

1a. Alternativa, Costo Total : \$ 100'507,761.60

2a. Alternativa : Bancos de Reguladores.

Inversión Necesaria : Instalar 2 bancos de reguladores en la red.

Costo por Instalación de 1 banco regulador de voltaje 13.2 KV, 200 Amps.

Materiales y Equipo : \$ 3'194,102.00

Mano de Obra : 201,105.00

T O T A L : \$ 3'395,207.00

2a. Alternativa, Costo Total : \$ 6'790,414.00

3a. Alternativa : Bancos de Capacitores

Inversión Necesaria : Instalar 1 banco de 600 KVAR y 4 de 300 KVAR.

Costo por Instalación de 1 banco de capacitores de 600 KVAR.

Materiales y Equipo : \$ 795,960.00

Mano de Obra : 45,589.00

T O T A L : \$ 841,549.00

Costo por instalación de 1 banco de capacitores de 300 KVAR.

Materiales y Equipo : \$ 562,220.00

Mano de Obra : 36,239.00

T O T A L : \$ 598,459.00

Costo por instalación de 4 bancos de 300 KVAR. : \$ 2'393,836.00

3a. Alternativa , Costo Total : \$ 3'235,385.00

4.4.2. Circuito No. 2 de S.E. Nueva.

1a. Alternativa : Recalibración Conductor.

Inversión Necesaria : a).- Recalibrar 17.9 Kms. con conductor 336.4 ACSR.

b).- Recalibrar 13.9 Kms. con conductor 3/0 ACSR.

a).- Costo por recalibración con conductor 336.4 ACSR : \$ 46'758,201.00

b).- Costo por recalibración con conductor 3/0 ACSR : \$ 4'465,795.00

1a. Alternativa , Costo Total : \$ 5'223,996.40

2a. Alternativa : Banco de Reguladores .

Inversión Necesaria : Instalar 2 bancos de reguladores en la red.

2a. Alternativa , Costo Total : \$ 6'790,414.00

3a. Alternativa : Bancos de Capacitores.

Inversión Necesaria : Instalación de 4 bancos de 600 KVAR y 4 de 300 KVAR.

Costo total por instalar 4 bancos de 600 KVAR. \$ 3'366,196.00

Costo total por instalar 4 bancos de 300 KVAR: \$ 2'393,836.00

3a. Alternativa , Costo Total : \$ 5'760,032.00

4.5. SELECCION DE ALTERNATIVA DE SOLUCION

En la sección anterior ya vimos el monto de las inversiones necesarias para cada una de las alternativas de solución por lo que procederemos a analizar cada una de esas alternativas con el fin de seleccionar la más conveniente

Para el Circuito No. 2 de S.E. Ocho, tenemos:

Pérdidas de potencia en condiciones actuales : 196.5 KW.

% de regulación en el punto final del circuito : 19.90 %

Demanda Promedio anual : 1700 KW.

Demanda Máxima en el año : 3375 KW.

$$\text{Factor de Carga : F.C.} = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}} = \frac{1700}{3375} = 0.5037$$

$$\begin{aligned} \text{Factor de Pérdidas:F.P.} &= \frac{\text{F.C.} + \text{F.C.}^2}{2} \\ &= \frac{0.5037 + (0.5037)^2}{2} \end{aligned}$$

$$\text{F.P.} = 0.38$$

Con éste valor obtenemos las pérdidas anuales en el circuito :

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas} &= (\text{Pérdidas Instantáneas})(\text{F.P.})(\text{Horas en un año}). \\ &= (196.5)(0.38)(8760) \\ &= 654109.2 \text{ KWh} \end{aligned}$$

Costo del KWH a nivel Distribución : \$ 6.00

$$\text{Costo Anual de pérdidas} = (6.00)(654109.2) = \$ 3'924,655.20$$

1a. Alternativa :

$$\text{Pérdidas : KWh}_p = (65.7)(0.38)(8760) = 218702.16$$

$$\text{Costo Anual de pérdidas : } (6.00)(218702.16) = \$ 1'312,212.96$$

$$\text{Ahorro Anual : } \$ 3'924,655.20 - \$ 1'312,212.96 = \$ 2'612,442.24$$

$$\text{Inversión Necesaria : } \$ 100'507,761.50$$

Lapso en que se amortizará la Inversión : 18.7 años

2a. Alternativa:

$$\text{Pérdidas : KWh} = (182.5)(0.38)(8760) = 607506$$

$$\text{Costo Anual de Pérdidas : } (6.00)(607506) = \$ 3'645,036.00$$

$$\text{Ahorro anual : } \$ 279,619.20$$

$$\text{Inversión Necesaria : } \$ 6'790,414.00$$

Lapso en que se amortizará la inversión : 12.2 años.

3a. Alternativa :

$$\text{Pérdidas : KWh} = (105.0 \text{ KW})(0.38)(8760) = 349524$$

$$\text{Costo Anual de pérdidas : } (6.00)(349524) = \$ 2'097,144.00$$

Ahorro anual : \$ 1'827,511.20

Inversión Necesaria : \$ 3'235.385.00

Lapso de tiempo en que se amortizará la inversión : 2.3 años.

Podemos observar que la alternativa de instalar bancos de capacitores en la red resulta ser la opción más atractiva desde el punto de vista económico.

Para el circuito No. 2 de S.E. Nueve tenemos:

Pérdidas de potencia en condiciones actuales : 436 KW.

% de regulación en el final del circuito : 21.69 %

Demanda promedio anual : 4200 KW.

Demanda máxima anual : 6700 KW.

$$\text{Factor de Carga : F.C.} = \frac{4200}{6700} = 0.6268$$

$$\text{Factor de Pérdidas: F.P.} = \frac{0.6268 + (0.6268)^2}{2}$$

$$\text{F.P.} = 0.51$$

Con éste valor obtenemos las pérdidas anuales en el circuito .

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas} &= (436)(0.5)(8760) = \\ &= 1909680 \text{ KWhp} \end{aligned}$$

$$\text{Costo anual de Pérdidas : } (6.00)(1909680) = \$ 11'458,080.00$$

1a. Alternativa:

$$\text{Pérdidas : KWhp} = (170.09)(0.51)(8760) = 759894.08$$

$$\text{Costo Anual de Pérdidas : } = (6.00)(759894.08) = \$4'559,364.50$$

$$\text{Ahorro Anual: } \$ 6'898,715.50$$

$$\text{Inversión Necesaria: } \$ 51'223,996.40$$

Lapso de tiempo en que se amortizará la inversión : 9.2 años.

2a. Alternativa:

$$\text{Pérdidas : KWhp} = (399)(0.51)(8760) = \$ 1'782,572.40$$

$$\text{Costo Anual de Pérdidas : } (6.00)(1'782,572.40) = \$ 10'695,434.40$$

$$\text{Ahorro Anual : } \$ 762,645.60$$

$$\text{Inversión Necesaria : } \$ 6'790,414.00$$

Lapso de tiempo en que se amortizará la inversión : 7.7 años.

Ja. Alternativa :

Pérdidas : KWhp = $(200.11)(0.51)(8760) = \$ 894,011.45$
 Costa Anual de Pérdidas : $(6.00)(894,011.45) = \$ 5'364,068.70$
 Ahorro anual : \$ 6'094,011.30
 Inversión Necesaria : \$ 5'760,032.00
 Lapso de tiempo en que se amortizará la inversión : 0.4 años.

De los resultados obtenidos se pueden sacar las siguientes conclusiones :

La alternativa de recalibrar conductor en los dos circuitos resulta bastante costosa como ya lo habíamos mencionado anteriormente por lo que, aunque las pérdidas se reducen en gran medida no resulta atractivo por lo elevado de la inversión inicial.

La 2a. alternativa es más atractiva desde el punto de vista de inversión inicial y aunque las pérdidas en la línea no se reducen en gran medida el % de regulación se mejora bastante.

La 3a. alternativa es la vía de solución más conveniente desde el punto de vista económico pero tiene la desventaja que el % de regulación no se consigue llevar a niveles óptimos.

Resumiendo podemos pensar que la mejor alternativa desde el punto de vista económico así como técnico es el de instalar bancos reguladores y capacitores en los dos circuitos y así obtendremos una mejor regulación y una menor cantidad de pérdidas de potencia.

V.- CONCLUSIONES

Hemos visto como afectan a los usuarios y a la empresa las condiciones actuales de operación en los circuitos que presentan las situaciones más críticas, aunque en todo estudio de modificación de un sistema, se deben tomar en cuenta las desventajas que ofrecía la operación anterior y las ventajas que ofrecerá el sistema una vez efectuada las obras de mejoras a ese sistema.

En todas las obras de éste tipo, el costo inicial es muy elevado pero muchas veces debe aceptarse una erogación de ese monto ya que conforme la demanda crezca, las pérdidas y las molestias para los usuarios seguirán creciendo.

Entre las ventajas obtenidas, tenemos que: habrá mejor calidad en el servicio, mayor flexibilidad de la red de distribución, mayor posibilidad de cubrir demandas solicitadas por los usuarios en el futuro y lo más importante el costo de operación se reducirá en gran medida.

Como pudimos apreciar en el Capítulo anterior, la vía de solución óptima para los dos circuitos es una combinación de alternativas: Instalar bancos de reguladores y bancos de capacitores en la red, ambos equipos requieren de un mantenimiento reducido y tienen un promedio de vida de 20 años y desde el punto de vista, beneficio, se mejora la regulación, se libera capacidad y se disminuyen las pérdidas.

BIBLIOGRAFIA

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

1. S.A.R.H., Características Generales del Distrito de Riego No. 051 - Costa de Hermosillo., Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, — Hermosillo, Sonora; 1984.
2. Viqueira, J., Redes Eléctricas, Tomo I., Primera reimpresión de la segunda Edición, Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A. México, D.F. 1973.
3. Wright, S.H., Transmission and Distribution Reference Book, Cap.3 -Characteristics of Aerial Lines., Westinghouse Electric Corporation. East Pittsburgh, Pennsylvania. U.S.A., 1964.
4. MECann, G.D., Transmission and Distribution Reference Book, Cap.9 - Regulation and Losses of Transmission Lines., Westinghouse Electric Corporation. East Pittsburgh, Pennsylvania, U.S.A., 1964.
5. Hopkinson, R.H., Voltaje Regulator Seminar., General Electric Corporation, Pittsfield, Mass. U.S.A., 1979.
6. Johnson, A.A., Transmission and Distribution Reference Book, Cap. 8 - - Application of Capacitors to Power Systems., Westinghouse Electric Corporation. East Pittsburgh, Pennsylvania. U.S.A. , 1964.
7. SCHMILL, J.V., Optimum Size and Location of Shunt Capacitors on Distribution Feeders., IEEE Trans. Vol. PAS -84, No.9, 1965.
8. Durán, H., Optimum Number, Location and Size of Shunt Capacitor in Radial Distribution Feeders. - A Dynamic Programming Approach., IEEE Trans. Vol. Pas-87, No. 9 , 1968.
9. Chang, N.E., Locating Shunt Capacitors on Primary Feeder for Voltage - Control and Loss Reduction., IEEE Trans. Vol. PAS-88, No. 10, 1969.
10. Taylor, G.A., Ingeniería Económica; Décima primera reimpresión: 1981, . Editorial Limusa, México, D.F., 1981.