

1ef 128

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**



---

**DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN TALLER DE  
REPARACION DE TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCION PARA EL I T R Z**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
P R E S E N T A**

**INOCENTE ROSALES SEDANO**

MEXICO, D. F.

1979



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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 esta 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.

**DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN TALLER DE REPARACION  
DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION PARA  
EL ITRZ**

# I N D I C E

|  | Página |
|--|--------|
| INTRODUCCION -----   | 1      |
| <br>   |        |
| 1. ELECTRIFICACION EN EL ESTADO DE MORELOS   |        |
| 1.1 Características Geográficas, Demográficas y Socio<br>económicas del Edo. ----- | 2      |
| 1.2 Problemática de la Electrificación -----                                       | 8      |
| 1.3 Plan de Electrificación 1979-1982 -----  | 9      |
| 1.4 Estudio de Mercado de TD'S y Talleres de Servi-<br>cio -----                   | 12     |
| <br>   |        |
| 2. NORMAS Y ESPECIFICACIONES DE TD'S.  |        |
| 2.1 Especificaciones del Comité de Normalización In-<br>terna -----                | 18     |
| 2.2 Pruebas de TD'S: Normas ANSI y Especificaciones<br>CCONNIE -----               | 23     |
| <br>   |        |
| 3. ANALISIS DE LOS TD'S.   |        |
| 3.1 Fallas en los TD'S -----   | 42     |
| 3.2 Diseño de Bobinas para TD'S -----  | 47     |
| 3.3 Aspectos en el proceso de reparación de TD'S ----                              | 51     |
| 3.3.1 Materia prima utilizada en la Reparación<br>de TD'S -----                    | 51     |
| 3.3.2 Cantidad de material por Capacidad del --<br>Transformador -----             | 58     |
| 3.3.3 Proceso de Reparación y Pruebas -----  | 63     |

|  |     |
|--|-----|
| 4. DISTRIBUCION FISICA, TIEMPOS Y MOVIMIENTOS.       |     |
| 4.1 Tiempos de proceso y Mano de Obra -----          | 73  |
| 4.2 Areas de Servicio y Distribución de Planta ----- | 83  |
| 5. MAQUINARIA Y EQUIPO E INSTALACION ELECTRICA.      |     |
| 5.1 Maquinaria y Equipo de pruebas y Medición-----   | 89  |
| 5.2 Instalación Eléctrica -----                      | 94  |
| 5.2.1 Instalación de Alumbrado -----                 | 94  |
| 5.2.2 Instalación de Fuerza y Cuarto de Pruebas-     | 101 |
| 6. RECURSOS HUMANOS.                                 |     |
| 6.1 Organización del Taller -----                    | 122 |
| 6.2 Capacitación al Personal -----                   | 126 |
| 6.3 Reglamento de Trabajo -----                      | 127 |
| 7. ANALISIS ECONOMICO.                               |     |
| 7.1 Costos del proceso de Reparación de TD'S.-----   | 129 |
| 7.2 Inversión en Equipo e Instalaciones -----        | 132 |
| 7.3 Rentabilidad y Financiamiento -----              | 133 |
| CONCLUSIONES -----                                   | 137 |
| BIBLIOGRAFIA -----                                   | 139 |

## INTRODUCCION

La instalación del Taller de Reparación de Transformadores de Distribución en el ITRZ, es un primer paso para la formación de infraestructura y utilizar la mano de obra de los alumnos o egresados a nivel técnico del Tecnológico.

Se pretende, con la instalación del taller, mejorar en parte el nivel académico de los alumnos de ésta especialidad y fomentar la creatividad para la manufactura o reparación de otros equipos eléctricos.

El taller de TD's iniciará sus actividades reparando aparatos de la CFE en Morelos, por el convenio fijado entre éste y el ITRZ. Esta primera etapa será la más difícil para el taller debido a que el personal no tendrá la experiencia adecuada, aparte de problemas de tipo administrativo.

Pero se tiene confianza de que este taller alcance sus objetivos que se ha fijado y sirva como base para la formación de otros, y de esta manera, que el ITRZ promueva este tipo de infraestructura tan necesario en nuestro país.

## 1. Electrificación en el Estado de Morelos

### 1.1. Características del Estado de Morelos Geográficas.

El Estado de Morelos se encuentra ubicado en la región central de la República Mexicana, colinda al norte con el Distrito Federal y el Estado de México con el que colinda también por el oeste, limita al este con el Estado de Puebla y al sur con el Estado de Guerrero.

Es uno de los estados más pequeños del país, con una superficie de 4,941 km<sup>2</sup> y se encuentra integrado por 33 municipios.

El clima del estado es variable sin ser extremoso, considerándose frío en la parte norte y cálido en el sur con variaciones de 18 a 26°C.

El régimen pluviométrico es en general favorable pero variable, ya que mientras en Tetela del Volcán se tienen precipitaciones que alcanzan un nivel de 2,463 mm, en el Municipio de Tlaltizapán es de 700 mm, siendo la precipitación anual media en el Estado de 1000 mm.

### Demográficas

El Estado de Morelos tiene uno de los índices más elevados de densidad demográfica, ocupando el tercer lugar nacional con 124 habitantes/km<sup>2</sup> de acuerdo con el censo de 1970, siendo su ritmo de crecimiento poblacional en ese año de 4.8%. Se prevé que para 1980 el número de habitantes será aproximadamente de un millón, registrándose en 1970 una población de 615,791 habitantes y estimándose para 1977 868,842 h. con una tasa media anual de crecimiento de 4.96% (hasta septiembre del presente año se había estimado un índice de crecimiento alarmante del 6.5%)

### Socioeconómicas.

De datos tomados del censo de 1970, la población - económicamente activa (P.E.A.) del Estado era de 166251 personas que equivalía al 27% de la población total, y obtuvieron un producto interno bruto (P.I.B.) de 3,298 millones de pesos.

La tabla 1.1. muestra la distribución del ingreso.

Tabla 1.1

| No. | Sector o Industria     | P.I.B.<br>% | P.E.A.<br>% |
|-----|------------------------|-------------|-------------|
| 1   | Agropecuario           | 13.9        | 47          |
| 2   | Industrias Extractivas | 0.2         | 0.5         |
| 3   | Transformación         | 22.7        | 13.9        |
| 4   | Construcción           | 9.1         | 5.4         |
| 5   | Eléctrico (C.F.E.)     | 0.4         | 0.3         |
| 6   | Transportes            | 3.3         | 2.5         |
| 7   | Comercio y Servicios   | 50.4        | 30.4        |

Se observa que tiene el Estado un elevado grado de concentración del ingreso, lo que afecta el nivel de vida de grandes núcleos, reduce el mercado interno y el ahorro e impide un desarrollo más dinámico.

Es a partir de 1965 con la creación de la Ciudad - Industrial del Valle de Cuernavaca (CIVAC) cuando Morelos deja de tener como únicas industrias, las que transformaban los productos agrícolas e inicia un acelerado proceso de industrialización que crece a la tasa anual de 7.4%, incrementando asimismo la población dedicada a esta actividad de 14.7% en 1960 a 20.7% en 1975.

Se promueve actualmente en la entidad tres polos de desarrollo industrial que son el de Cuernavaca (CIVAC), el de Cuautla y el de la zona Jojutla-Zacatepec, contando ya con más de 2,000 establecimientos industriales en todo el Estado.

#### Electrificación.

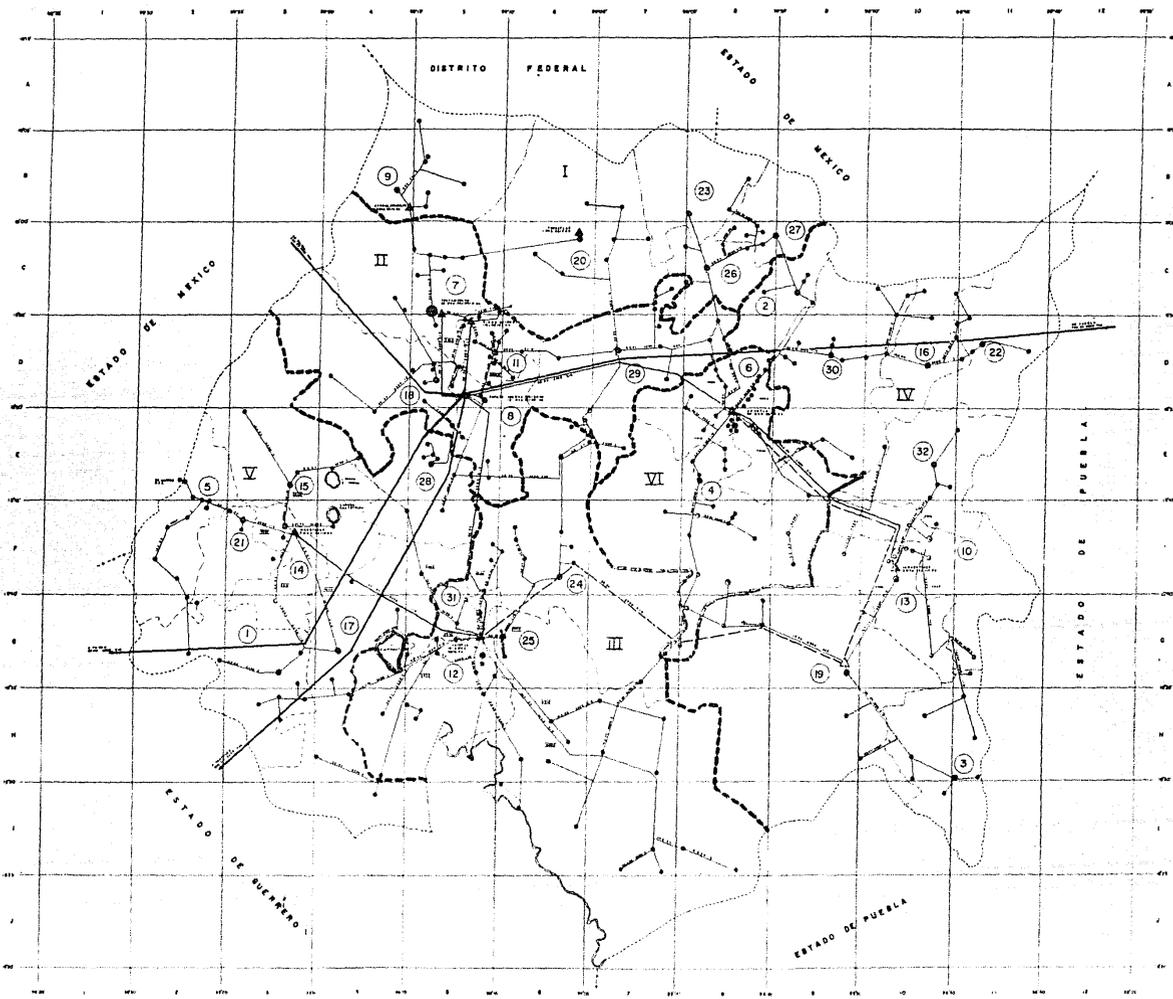
El criterio para regionalizar la entidad como se muestra en el plano R1/1 fue el mismo adoptado por la Secretaría de Programación y Presupuesto el cual comprende seis regiones que son: I - Norte, II - Centro, III - Sur, IV - Oriente, V - Poniente y VI - Centro Oriente.

El Estado tiene un alto nivel en cuanto a su electrificación contando con servicio eléctrico la totalidad de los centros urbanos y el 99% de su población rural.

Excepto por la pequeña planta hidroeléctrica de Barranca Honda del municipio de Amacuzac, con una capacidad de 1560 KW y una generación anual de 3,990 MWH, la totalidad de la energía eléctrica distribuída en la entidad proviene de plantas ubicadas en varios Estados las que se interconectan a través del sistema ORIOC (Oriente - Occidente), del cual forma parte el interconectado sur que involucra el Estado de Morelos en donde se recibe el fluído eléctrico a través de las líneas de transmisión de 220 KV: Puebla - Zapata (60 km), Toluca - Zapata (35 km) y Acapulco - Zapata (260 km), aunque esta última opera enviando energía de Zapata a Acapulco.

La subestación Zapata es el corazón eléctrico de Morelos y en ella se transforma la energía recibida de 220 KV a 85 KV. Esta subestación tiene una capacidad de 200 MVA.

Del voltaje de 85 KV, la S.E. Zapata envía el fluído-



**SIMBOLOGIA ELECTRICA**

- SUBESTACION
- LINEA DE TRANSMISION
- LINEA DE SUBTRANSMISION
- LINEA DE SUBTRANSMISION EN PROY
- LINEA DE DISTRIBUCION
- LINEA DE PROYECTO
- LINEAS O PANELES DE BOARD
- LOCALIDAD ELECTRIFICADA
- LOCALIDAD SIN ELECTRIFICAR

**REGIONES**

- I NORTE
- II SUR
- III ORIENTE
- IV PONIENTE
- V CENTRO ORIENTE

**MUNICIPIOS**

|                     |                    |
|---------------------|--------------------|
| 1 AMATEPEC          | 17 PUENTE DE IXTLA |
| 2 ATLAPALCOA        | 18 TENOCHTITLAN    |
| 3 AXIUMACAN         | 19 TETEPAN         |
| 4 AXTLA             | 20 TETEPAN         |
| 5 COATEPEC DE ROSAS | 21 TETEPAN         |
| 6 COATEPEC          | 22 TETEPAN         |
| 7 COATEPEC          | 23 TETEPAN         |
| 8 COATEPEC          | 24 TETEPAN         |
| 9 COATEPEC          | 25 TETEPAN         |
| 10 COATEPEC         | 26 TETEPAN         |
| 11 COATEPEC         | 27 TETEPAN         |
| 12 COATEPEC         | 28 TETEPAN         |
| 13 COATEPEC         | 29 TETEPAN         |
| 14 COATEPEC         | 30 TETEPAN         |
| 15 COATEPEC         | 31 TETEPAN         |
| 16 COATEPEC         | 32 TETEPAN         |

ESCALA 1:50,000

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 COMISION NACIONAL DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA  
**RED ELECTRICA REGIONALIZACION**  
 ESTADO DE MEXICO  
 1/71

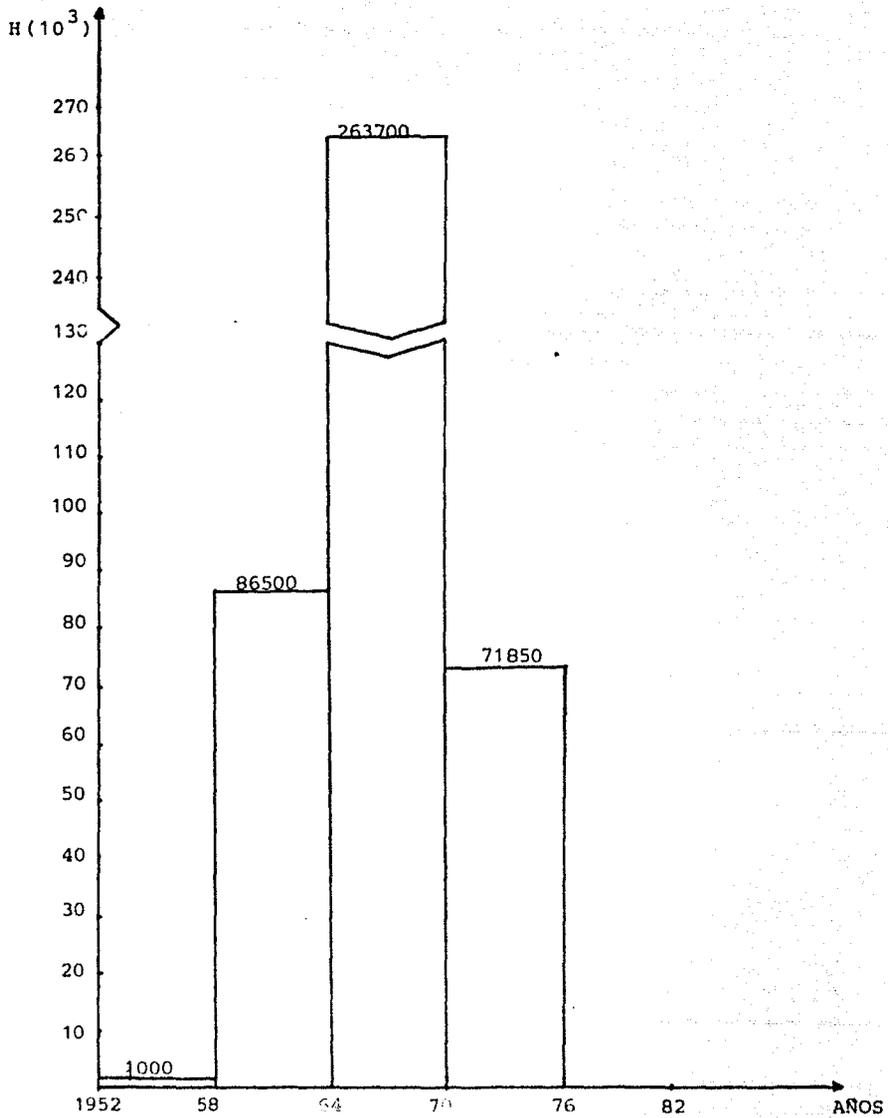


Fig.1.1 Habitantes beneficiados por la Electrificación Rural.

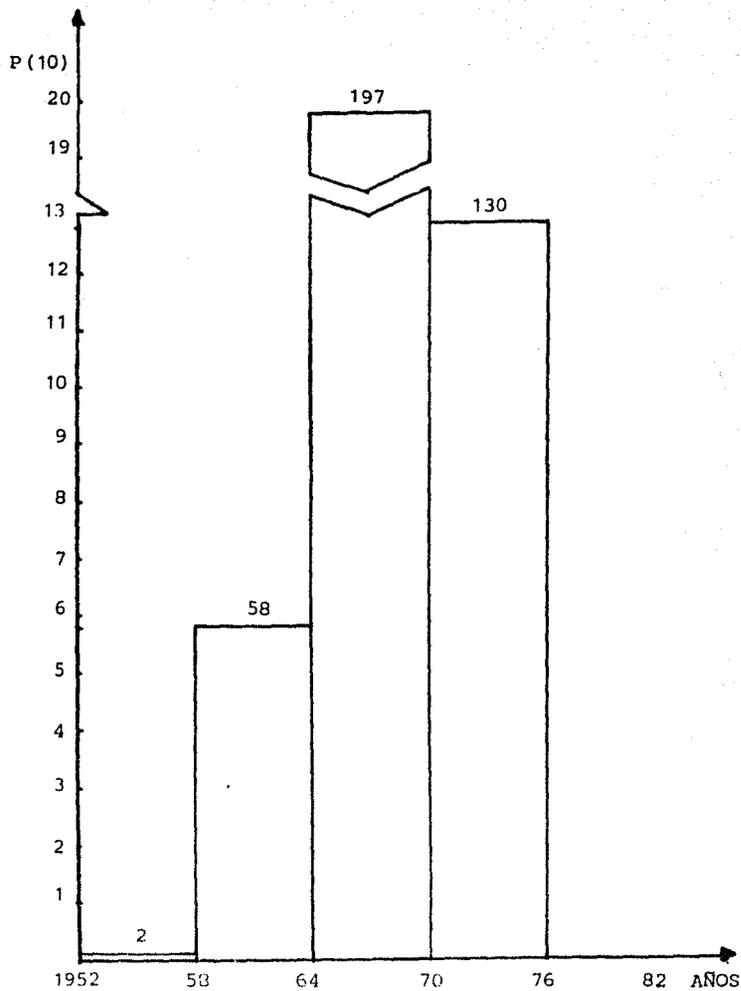


Fig. 1.2

Poblaciones beneficiadas por la Electrificación Rural.

seis subestaciones repartidas en la entidad.

La siguiente tabla indica la subestación, capacidad respectiva, relación de transformación y demanda actual.

Tabla 1.2

| No. | Nombre       | Longitud Línea 85KV | Capacidad | Alimentados en B.T. | Relación de Transform. | Demanda |
|-----|--------------|---------------------|-----------|---------------------|------------------------|---------|
| 1   | Teopanzolco* | 50 km               | 80 MVA    | 3                   | 85/23/6.6 KV           | 60 %    |
| 2   | CIVAC        | 3 km                | 30 MVA    | 3                   | 85/23 KV               | 30 %    |
| 3   | Cuatla       | 35 km               | 25 MVA    | 6                   | 85/13.8 KV             | 60 %    |
| 4   | Jojutla      | 28 km               | 25 MVA    | 6                   | 85/34.5/13.8KV         | 80 %    |
| 5   | Zapata II    | 0 km                | 12.5 MVA  | 3                   | 85/23 KV               | 30 %    |
| 6   | Tepalcingo   | 40 km               | 6.5 MVA   | 3                   | 85/13.8 KV             | 10 %    |

Las subestaciones de Cuatla y Jojutla a su vez redistribuyen la energía a dos subestaciones rurales: La de Jonacatepec con capacidad de 3 MVA y relación de transformación de 34.5/13.8 KV alimentada de Cuatla y próxima a eliminarse con la entrada en operación de la S.E. Tepalcingo. La otra es la subestación de Mazatepec de 6 MVA y relación de 34.5/13.8 KV alimentada por la S.E. Jojutla.

Con el fin de asegurar la continuidad del servicio en las subestaciones de Cuatla y Jojutla, que tenían alimentación radial de la S.E. Zapata, se tiene en construcción un anillo que unirá esta S.E. con las de Cuatla, Tepalcingo y Jojutla cerrándose nuevamente en Zapata, la cual quedará --terminada y en operación el presente año.

Del plano de la red eléctrica del Estado obtenemos que la densidad de las líneas de distribución en Morelos --

\* S.E. de CLFC alimentada por la S.E. Magdalena en el Distrito Federal.

son un promedio de:

$$\frac{860 \text{ km}}{360 \text{ poblados}} = 2.39 \text{ km. L D /localidad}$$

### 1.2. Problemática de la Electrificación Rural.

Como se mencionó anteriormente, Morelos se encuentra entre los Estados de mayor electrificación en el País, ya que todos sus centros urbanos cuentan con este servicio y solo - 43 comunidades rurales carecen de él y, de estos 32 tienen menos de 30 habitantes o sea con menos de seis familias. Estas comunidades se encuentran alejadas de las instalaciones eléctricas existentes y algunas ni siquiera cuenta con brecha carretera, por lo que su atención es completamente incosteable. De las once comunidades restantes ninguna tiene más de 250 habitantes (menos de 50 familias), por lo que para darles servicio se tendrá que esperar a que crezca la red eléctrica a base de obras de electrificación (producción).

A continuación se muestran las colonias populares o poblados que carecen de servicio y el municipio en que se encuentran.

Tabla 1.3

| Colonias<br>Municipios | Por rango de población |                 |                 |                 |                   |                    | suma |
|------------------------|------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|--------------------|------|
|                        | De 1<br>a 99           | De 100<br>a 249 | De 250<br>a 499 | De 500<br>a 999 | De 1000<br>a 1499 | De 2500<br>a 10000 |      |
| Cuautla                | 3                      | 3               | 2               | 5               | 1                 | 2                  | 16   |
| Cuernavaca             |                        |                 | 1               |                 |                   | 1                  | 2    |
| Pte. de Ixtla          | 1                      |                 |                 |                 |                   |                    | 1    |
| Yautepec               |                        |                 | 2               |                 |                   | 1                  | 3    |
| Zacatepec              |                        |                 |                 |                 | 1                 |                    | 1    |
| Totales                | 4                      | 3               | 5               | 5               | 2                 | 4                  | 23   |

Se observa que hay comunidades con más de 1000 habitantes sin servicio. Esto es debido a que en las zonas urbanas y suburbanas el crecimiento demográfico es muy elevado y las colonias que se van formando son, en cierta forma, irregulares (sin aspecto legal).

### 1.3. Plan Estatal de Electrificación Rural 1979 - 1982

El Plan de Electrificación Rural para el Estado de Morelos, prevé un crecimiento del 11.0% anual de demanda eléctrica. A continuación se presentan las metas del plan de electrificación.

#### 1.3.1. Programa de Centros de Población.

Tabla 1.4

| Centros de Población |                         |        |         |         |           |
|----------------------|-------------------------|--------|---------|---------|-----------|
| No.                  | Concepto                | 1979   | 1980    |         | KVA Total |
|                      |                         |        | 1982    | Total   |           |
| 1                    | Poblados Rurales        | 23     | 77      | 100     | 7,675     |
| 2                    | Colonias Populares      | 3      | 35      | 38      | 1,935     |
| 3                    | Habitantes Beneficiados | 15,770 | 130,200 | 145,970 |           |
| 4                    | Postes en Redes         | 1,289  | 7,546   | 8,835   |           |
| 5                    | Km. Líneas de Distrib.  |        |         |         |           |
|                      | INVERSION (miles)       | 14,179 | 83,006  | 97,185  | KVA=9,610 |

Existe para Morelos un proyecto turístico muy importante, el denominado "Paraíso de América" que se desarrollará en el período 78 - 81, el cual requerirá una demanda en su etapa final de 10,000 KVA.

## 1.3.2. Programa de Electrificación Producción.

Tabla 1.5

| Programa Electrificación Producción |                        |        |         |         |           |
|-------------------------------------|------------------------|--------|---------|---------|-----------|
| No.                                 | Concepto               | 1979   | 1980    |         | KVA total |
|                                     |                        |        | 1982    | total   |           |
| 1                                   | Número de Obras        | 69     | 429     | 498     |           |
| 2                                   | Cantidad de Hectáreas  | 5,855  | 17,798  | 23,653  |           |
| 3                                   | Número de Pozos        | 67     | 361     | 428     |           |
| 4                                   | Cantidad de H.P.       | 3,738  | 13,270  | 17,008  | 15,945    |
| 5                                   | Km. Líneas de Distrib. | 137    | 835     | 972     |           |
| INVERSION (miles)                   |                        | 60,375 | 192,000 | 252.375 |           |

## 1.3.2. Programa Electrificación Servicios Públicos

Tabla 1.5

| Electrificación Servicios Públicos (SAHOP). |                         |        |         |         |              |
|---|-------------------------|--------|---------|---------|--------------|
| No.   | Concepto                | 1979   | 1980    |         | KVA<br>Total |
|   |                         |        | 1982    | Total   |              |
| 1   | Número de Obras         | 20     | 155     | 175     |              |
| 2   | Unidades de Bombeo      | 20     | 155     | 175     |              |
| 3   | Habitantes Beneficiados | 23,120 | 155,000 | 178,120 |              |
| 4   | Cantidad de H.P.        | 545    | 3,250   | 3,795   | 3,558        |
| 5   | Km. Líneas de Distrib.  | 6.4    | 80.0    | 86.4    |              |
|   | INVERSION (miles)       | 2,450  | 23,000  | 25,450  |              |

Tabla 1.7

| Electrificación Servicios Públicos (CAPFCE). |                        |       |       |       |              |
|--|------------------------|-------|-------|-------|--------------|
| No.  | Concepto               | 1979  | 1980  |       | KVA<br>Total |
|  |                        |       | 1982  | Total |              |
| 1  | Número de Obras        | 11    | 54    | 65    |              |
| 2  | Cantidad de Planteles  | 11    | 54    | 65    |              |
| 3  | Cantidad KW            | 480   | 1,620 | 2,100 | 2,625        |
| 4  | Km. Líneas de Distrib. | 5.0   | 28.5  | 33.5  |              |
|  | INVERSION (miles)      | 1,250 | 6,000 | 7,250 |              |

## Conclusiones

La capacidad total instalada en subestaciones es de 179 MVA, siendo la demanda actual de 96.4 MVA. Esto significa que se tiene un margen de capacidad instalada de 82.6 MVA.

Según el programa de electrificación en el Estado se vislumbra un crecimiento de demanda eléctrica de 10.5 MVA anuales, o sea, un incremento del 11% anual de 1979 a 1982.

Este crecimiento no incluye las ampliaciones o acometidas de nuevos usuarios que la CFE y CLFC, a través de su Gerencia de Distribución, realizan en las regiones de la entidad. Considerando un crecimiento aproximado del 6% de la demanda actual (5.8 MVA) por ampliaciones o acometidas, se tiene un crecimiento total del 17% anual, o sea 16.3  $\frac{\text{MVA}}{\text{año}}$ , lo cual implica que en seis años se duplicará la capacidad de demanda eléctrica.

### 1.4. Estudio de Mercado de TD's en el Estado.

El Estado de Morelos se encuentra dividido en regiones para su estudio, tomando en consideración sus características geográficas, demográficas y socio-económicas de cada una de ellas (plano R 1/1).

Considerando estas mismas regiones para la distribución de energía eléctrica, en la entidad opera la C.F.E. (zona IV - Morelos) y la C.L.F.C. (Departamento Cuernavaca) a través de su Superintendencia de Distribución en la operación, mantenimiento y distribución de energía eléctrica.

La C.L.F.C. opera en la región I Norte y II Centro, en los Municipios de Cuernavaca, Tepoztlán y Huitzilac. El resto de los municipios (29), es la C.F.E. la encargada de distribuir la energía eléctrica.

El análisis realizado de TD's instalados y averiados - comprende únicamente las que opera la C.F.E., ya que la C.L.F.C. cuenta con taller de reparación de T's en el Distrito Federal.

Con respecto a la industria privada, no se realizó ningún estudio de TD's debido a que con el mercado potencial - de C.F.E. se tiene material de trabajo para aproximadamente dos años (etapa de arranque del taller). Aparte de que la formación del taller surgió del convenio celebrado entre el ITRZ y la C.F.E.

La industria privada (aproximadamente 2,000 establecimientos industriales) y la C.L.F.C. podemos considerarlo como mercado futuro a largo plazo, que se podrá penetrar ya - que el taller se encuentre bien consolidado.

La zona IV - Morelos se encuentra dividida en tres superintendencias de distribución: Yautepec, Jojutla y Cuautla. La de Yautepec comprende los municipios de Jiutepec, Emilia no Zapata, Temixco, Yautepec y Xochitepec.

La de Jojutla comprende los municipios de Zacatepec, - Puente de Ixtla, Mazatepec, Tetecala, Amacuzac, Tlaquilte-- nango, Tlaltizapan, Miacatlán, Coatlán del Río y Jojutla.

La de Cuautla comprende los municipios de Axochiapan, - Tepalcingo, Jonacatepec, Jantetelco, Zacualpan, Tetela del Volcan, Ocuituco, Yecapixtla, Villa de Ayala, Cuautla, Atla tlahucan, Tlayacapan, Totolapan y Tlaltepantla.

Los TD's de mayor demanda que se tienen en las redes - de distribución son las del tipo poste, autoenfriados y sumergidos en aceite (tipo OA) con capacidades de 15 a 112.5- KVA trifásicos y de 5 a 15 KVA monofásicos.

La cantidad de TD's instalados a principios del presente año era de 2029 T's de los cuales el 24% corresponden a T's de 45 KVA, 19% de 75 KVA, 25% de 30 KVA, 23% de 15 KVA, el 4% de 112.5 KVA, 5% de T's monofásicas (de 5 a 15 KVA) y el resto de otras capacidades.

El índice de instalación de TD's en la zona es del 4.8% anual, o sea que mensualmente se instalan aproximadamente -- 8 TD's nuevos o reconstruídos.

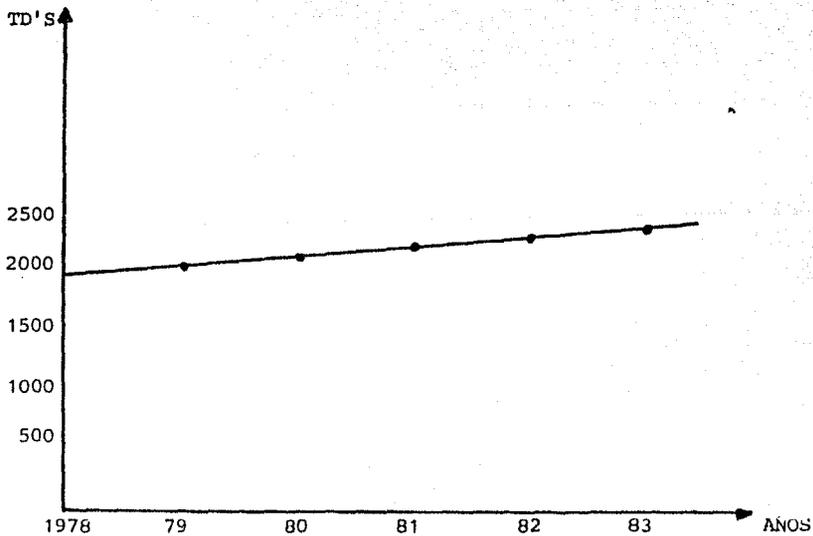


Fig. 1.3 Instalación promedio de TD'S en la zona IV-CFE.

Actualmente se tiene un índice de fallas del 5.3% anual por diferentes causas (117 T's). Este índice es elevado, ya que un T's en condiciones de operación normal tiene una vida útil de 20 años y un T's reconstruido parcial o totalmente debe tener un promedio de vida de 8 a 10 años. Se ha comprobado que TD's reconstruidos en el Estado tienen una vida promedio de 2 a 3 años, siendo la causa, principalmente, por no utilizar los materiales adecuados en la reparación del transformador.

Hasta noviembre del año pasado, se tenían almacenados en las subestaciones de distribución aproximadamente 400 TD's fallados, susceptibles de ser reparados.

Estos T's se han acumulado por varios años, reparándose únicamente las que necesitaba la zona. Actualmente se ha proyectado reparar el total de TD's almacenados.

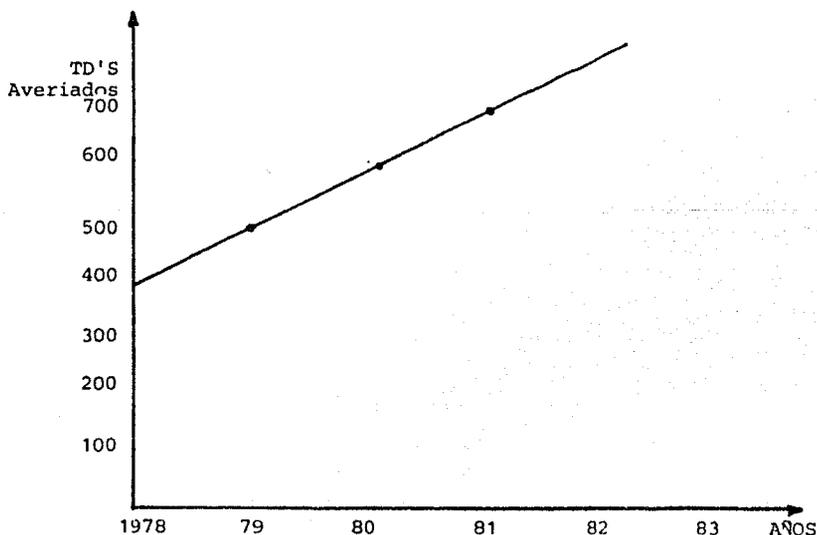


Fig. 1.4 TD'S averiadados en operación.

### Talleres de Servicio.

Existen en la región dos talleres de reparación de T's que prestan servicio a la CFE.

El taller #1 tiene los siguientes datos históricos,

| Año                        | No. T's reparados |
|----------------------------|-------------------|
| 1972 (inicio de operación) | 250               |
| 1973                       | 170               |
| 1974                       | 60                |
| 1975                       | 120               |
| 1976                       | 140               |
| 1977                       | 75                |
| 1978 hasta 30 julio        | 80                |

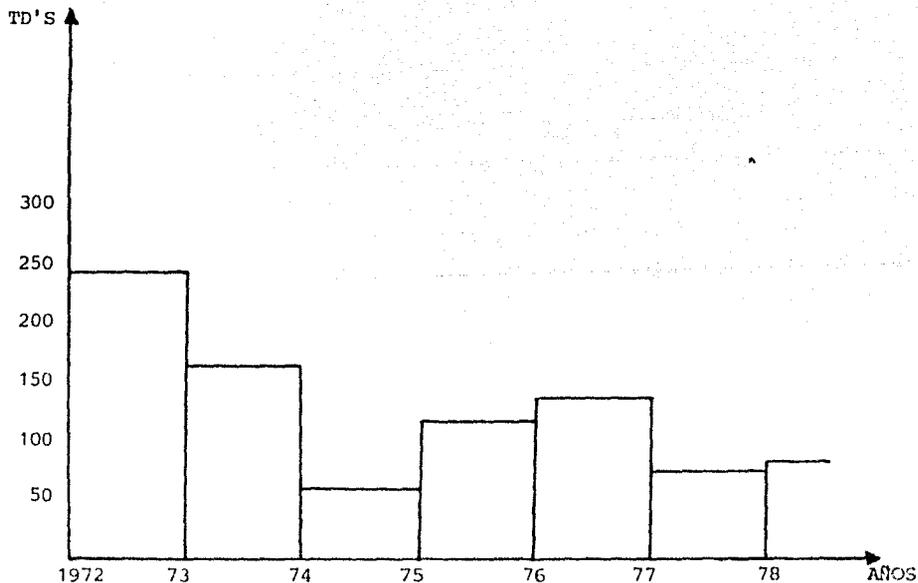


Fig. 1.5 TD'S reparados por el taller #1 a la zona IV-CFE.

con un crecimiento aproximado del 9.6%.

Tomando como referencia el presente año, el 30% de la capacidad de este taller presta servicio a la C.F.E. en el Estado por lo que durante este año le reparará aproximadamente 104 T's.

Taller # 2 :

Este taller no presenta un competidor potencial, ya que tiene una capacidad de planta reducida. Actualmente repara para un promedio de 70 transformadores al año, prestando servicio a la C.F.E. al 100% de su capacidad. Este taller no presenta posibilidades de crecimiento inmediato.

Conclusiones

A principio del presente año se tenían operando 2059 TD's con un índice de instalación del 4.8% anual, o sea que a fines del presente año se tendrán aproximadamente 2158 TD's.

Con un índice de fallas del 5.3%, anualmente fallan aproximadamente 117 T's por diferentes causas.

Hasta noviembre del año pasado se tenían almacenados - 330 T's en la S.E.C. Industrial y 62 en otras subestaciones. El taller # 1 reparará en este año aproximadamente 104 T's y el taller # 2 70 T's, lo que implica que reparan casi la misma cantidad de los T's averiados actualmente.

Existe para el taller del ITRZ un mercado de 370 T's - que podrá absorber en su primera etapa de arranque (1.5 años). Posteriormente habría que buscar otros mercados como son: Industria privada, penetrando el mercado de competencia y con la misma C.F.E. en los Estados de Puebla, Guerrero y Estado de México.

## 2. Normas y Especificaciones para Transformadores de Distribución (TD's).

### 2.1 Especificaciones: Comité de Normalización Interna

Estas especificaciones se refieren al diseño, manufactura y pruebas de los transformadores de distribución tipo poste que adquieren la C.F.E. y la C.L.F.C.

#### 2.1.1. Materiales

Los materiales empleados en la manufactura de los transformadores deben ser de características tales que conserven adecuadamente sus propiedades, sin descomponerse en contacto directo y permanente con el aceite caliente.

#### 2.1.2. Transformador de Distribución Tipo Poste

Es un transformador de 500 KVA o menor, sumergido en aceite, autoenfriado, diseñado para ser instalado en la parte superior de un poste. La instalación puede hacerse colgando el transformador por medio de ganchos o en cruceta, o fijando una plataforma y montando sobre ella el aparato.

#### 2.1.3. Condiciones de Servicio

##### 2.1.3.1. Elevación de Temperatura

La elevación de temperatura de los devanados no debe exceder de 55°C (clase A) medido a temperatura ambiente, a menos que se especifique otro valor en las condiciones estipuladas en la norma de referencia.

##### 2.1.3.2. Altitud de Operación

Los transformadores deben diseñarse para operar a una altitud de 1000 a 2,300 metros sobre el nivel del mar, según se indique en las especificaciones particulares.

### 2.1.3.3. Impedancia

La impedancia a tensión y frecuencia nominales a 65°C debe ser como se indica en la siguiente tabla:

| KVA       | Z%    |
|-----------|-------|
| 5 - 50    | 2     |
| 75 - 150  | 2 a 3 |
| 167 - 500 | 2 a 4 |

### 2.1.3.4. Enfriamiento

El enfriamiento debe ser clase OA y el medio enfriante aceite.

### 2.1.4. Componentes

#### 2.1.4.1. Conductor

El conductor de las bobinas debe ser de cobre en AT y cobre o aluminio en BT. Debe encontrarse libre de escamas, aristas afiladas, rebordes o cualquier otra imperfección superficial.

#### 2.1.4.2. Aislamiento

El aislamiento debe ser a base de papel de alta estabilidad térmica para los conductores de sección rectangular y de barniz tipo "formvar" (doble capa) - más una capa de papel para conductores de sección circular.

Las espiras de los extremos de las bobinas de alta tensión (AT) deben estar provistas de aislamientos reforzados, para resistir las sobretensiones transitorias.

#### 2.1.4.3. Puntos de Unión

Todas las conexiones permanentes que lleven corriente, a excepción de las roscadas, deberán unirse con soldadura eléctrica o autógena (utilizar soldadu-

ra con contenido de plata), o bien con conectores tipo compresión.

#### 2.1.4.4. Cambiadores de Derivación

Los cambios de relación de transformación se efectuarán por medio de cambiadores de derivaciones, conectados a las espiras apropiadas de las bobinas de alta-tensión y operados en el interior del transformador -- desde un registro en la tapa del tanque.

En los cambiadores de derivaciones no deben acumularse sedimentos que ocasionen pasos de corriente entre derivaciones y adyacentes y su mecanismo no debe permitir posiciones intermedias permanentes.

#### 2.1.4.5. Otras características de los Devanados

Las conexiones de las bobinas a las boquillas y al cambiador de derivaciones deberán sujetarse rígidamente para evitar daños por vibraciones y por movimiento del aceite en su transportación. Antes del montaje, las bobinas deben secarse e impregnarse.

Las bobinas deben ser de construcción rívida para impedir deformaciones y desplazamientos de sus espiras.

También deben estar adecuadamente soportados para resistir los esfuerzos mecánicos por corto-circuito.

Es aceptable el uso entre capas de cartón con resina termofraguante integral para dar rívidez a las bobinas.

#### 2.1.5. Empaques

Todos los empaques deben ser de neopreno puro, para sellar efectivamente el transformador y no deben destruirse al desmontar la tapa, boquillas, tapa de registro, etc.

## 2.1.6. Núcleo

### 2.1.6.1. Material

El núcleo del transformador debe manufacturarse con láminas de acero eléctrico al silicio, no sujeto a envejecimiento y con propiedades magnéticas elevadas, sin rebabas y completamente cubierta con barniz aislante inorgánico resistente al aceite caliente.

### 2.1.6.2. Armado

El núcleo debe sujetarse rígidamente a las bobinas para que resistan esfuerzos causados por cortocircuito o manejo rudo.

Debe armarse en forma tal que permita, en caso necesario, desmontar con facilidad las bobinas.

### 2.1.6.3. Conexión al Tanque

El núcleo debe quedar eléctricamente conectado al tanque.

## 2.1.7. Aceite

El aceite a usarse como aislante será de preferencia PEMEX No. 1.

## 2.1.8. Pruebas

Cada transformador debe ser sometido a las siguientes pruebas.

- a) Resistencia de Aislamiento
- b) Prueba dieléctrica del aceite
- c) Prueba de potencial aplicado
- d) Prueba de potencial inducido
- e) Prueba de relación de transformación
- f) Verificación del diagrama fasorial

- g) Corriente de excitación y frecuencia nominales
- h) Pérdidas en vacío
- i) Pérdidas de los devanados a plena carga
- j) Determinación de la impedancia
- k) Prueba de hermeticidad
- l) Medición de resistencias de los devanados

## 2.2. Normas ANSI y CCONNIE: Pruebas a Transformadores de Distribución (TD's).

Los objetivos que se persiguen al efectuar las pruebas eléctricas al transformador son las siguientes.

- a) Verificar que el aparato nuevo o reconstruido cumpla con las características adecuadas que indican las especificaciones o normas.
- b) Comprobar los valores como son: pérdidas, impedancia, regulación, etc., el cual deben estar dentro del margen indicado por las normas.
- c) Demostrar que todas las partes del transformador se encuentran aislados y con la rigidez mecánica adecuada para soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos.

Para poder conocer todos estos objetivos, es necesario realizar las siguientes pruebas al transformador:

1. Medición de la resistencia ohmica de los devanados
2. Prueba de resistencia de aislamiento
3. Prueba de relación de transformación
4. Verificación del diagrama fasorial y secuencia de fases
5. Corriente de excitación y pérdidas
6. Impedancia y pérdidas de carga
7. Prueba de potencial aplicado
8. Prueba de potencial Inducido
9. Prueba de Hermeticidad
10. Prueba de rigidez dieléctrica del aceite

A continuación explicamos cada una de las pruebas y el método para realizarla.

- 1) Medición de la resistencia de los devanadores.

El objetivo que se persigue en la medición de la resistencia es conocer las pérdidas ( $I^2R$ ) que se tienen y comprobar contactos falsos o resistencias altas en los puntos de unión.

Existen dos métodos para medir la resistencia;

- a) El método de caída de potencial
- b) El método del puente de Wheatstone o de Kelvin.

Para el caso del taller se utilizará el primer método - el cual consiste en lo siguiente:

La medición de resistencia se hace con el devanado a -- temperatura ambiente y en base a esto calcular el valor a la temperatura de operación del aparato (75°C para transformadores con elevación de 55°C). Se considera que la temperatura del aceite es igual a la del devanado.

La medición es hecha con corriente directa y se toman - las lecturas simultáneas del ampermetro y del voltmetro. El valor de la resistencia se calcula de acuerdo con la ley de ohm ( $V = RI$ ).

La conexión es la siguiente:

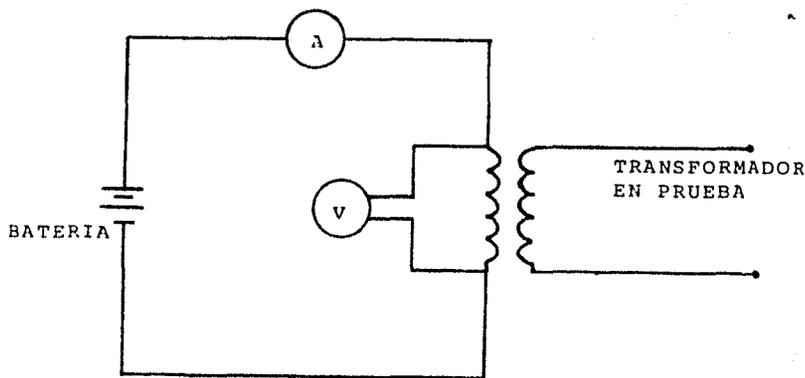


Fig. 2.1 Medición de resistencia.

Para proteger el voltmetro de daños por interrupción -- súbita del circuito, éste debe desconectarse antes de cerrar o abrir el switch del circuito.

## 2. Prueba de Resistencia de Aislamiento.

Esta prueba se realiza para poder conocer la cantidad de humedad relativa en el aislamiento y la corriente de fuga en las superficies sucias o húmedas.

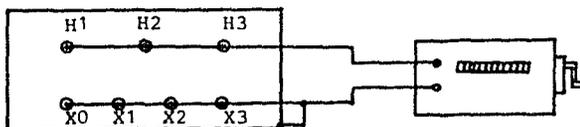
La prueba se realiza con el Megger conectando el transformador en la siguiente forma.

### a) Conexión Alta Tensión - Baja Tensión + Tierra

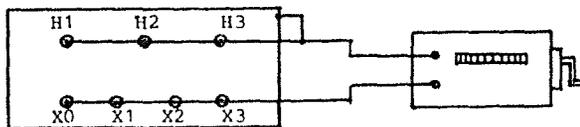
Se cortocircuitan las terminales de AT y se conectan a una terminal del Megger; se cortocircuitan las terminales de BT y Tierra y se conectan a la otra terminal del Megger.

### b) Conexión BT - AT + Tierra.

El siguiente diagrama muestra las conexiones;



a



b

Fig. 2.2 Pruebas de Resistencia de Aislamiento.

Los valores de Megger se muestran en la tabla 2.1

Valores de índice de absorción admisibles

Lectura 10 minutos  $\geq$  1.5 para aislamiento clase A  
Lectura 1 minuto

o Lectura 60 seg.  $\geq$  1.45 para la misma clase  
Lectura 30 seg.

Tabla 2.1

| Resistencia mínima de aislamiento de un transformador en aceite a 20°C. Valor 1 minuto Megger de 1000 Volts. |         |
|--|---------|
| Clase de Aislamiento KV.   | MEGOHMS |
| 1.2  | 32      |
| 2.5  | 68      |
| 5.0  | 135     |
| 8.7  | 230     |
| 15.0   | 410     |
| 25.0   | 670     |
| 34.5   | 930     |
| 46.0   | 1240    |
| 69.0   | 1860    |
| 92.0   | 24 80   |

Esta prueba se debe realizar en vacío y en aceite; en vacío (prueba preliminar) la resistencia de aislamiento es aproximadamente 20 veces mayor que las indicadas en la tabla anterior (con los aislamientos solidamente impregnados).

Como los valores dados en la tabla 2.1 son para una temperatura de 20 °C, se tienen factores de corrección para una

temperatura diferente. En la siguiente tabla se indican estos factores (el rango de temperatura en Zacatepec es de 20- a 35 °C).

Tabla 2.2

| Factores de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento de un transformador. |                          |
|--|--------------------------|
| Temperatura promedio °C  | Factor de corrección (K) |
| 50   | 6.0                      |
| 45   | 4.5                      |
| 40   | 3.3                      |
| 35   | 2.5                      |
| 30   | 1.8                      |
| 25   | 1.3                      |
| 20   | 1.0                      |
| 15   | 0.73                     |
| 10   | 0.54                     |

$$M\Omega \text{ a } 20^{\circ}\text{C} = M\Omega \text{ a } t^{\circ}\text{C} \times K \text{ a } t^{\circ}\text{C}$$

### 3. Prueba de Relación de Transformación.

El objetivo de esta prueba es determinar la relación de tensiones por pares de devanados (AT-BT) y la forma como están conectados los devanados entre si ( $\Delta$  -  $\Delta$ ,  $\Delta$  -  $Y$ , etc). La relación se verificará en todos los taps incluyendo a relación nominal y se realizarán en dos ocasiones, la primera en vacío (sin aceite) como prueba preliminar y la segunda en aceite como prueba final.

Existen tres métodos para realizar esta prueba.

- a) Método de los voltmetros
- b) Método del potenciómetro de resistencias
- c) Método del transformador patrón (TTR)

Para el caso del taller, se cuenta con el equipo denominado transformer Turn Ratio (TTR) por lo que únicamente se analizará este método que consiste en lo siguiente:

La medición de relación de transformación se hace por comparación entre un transformador de relación conocida (transformador patrón) y el transformador bajo prueba. El aparato bajo prueba debe estar desenergizado y excitado únicamente por la fuente de alimentación del TTR.

La tolerancia máxima es de  $\pm 0.5\%$  de los valores nominales de placa en todos los taps.

El diagrama de prueba es el siguiente. (Fig. 2.3)

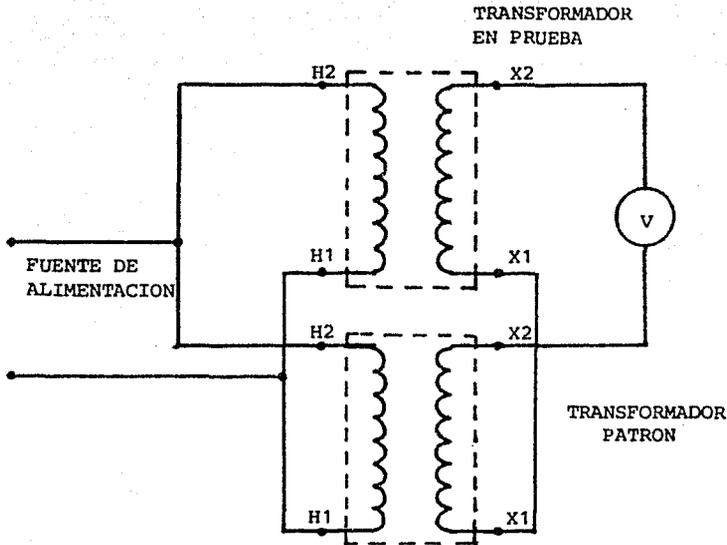


Fig. 2.3 Prueba de Relación de Transformación

#### 4. Verificación del diagrama fasorial y secuencia de fases.

La prueba de relación de fase se hace para determinar el desplazamiento angular y la secuencia de fase relativa.

##### 4.1. Diagrama fasorial

El diagrama fasorial de cualquier transformador trifásico se puede verificar conectando las terminales  $H_1$  y  $X_1$ , excitando el transformador a un voltaje trifásico apropiado y tomando mediciones de voltaje entre varios pares de terminales, trazando estos valores o comparándolos en su orden relativo de magnitud con el auxilio del diagrama de la fig. 2.4.1. Este diagrama indica las mediciones típicas que se deben hacer y su magnitud relativa.

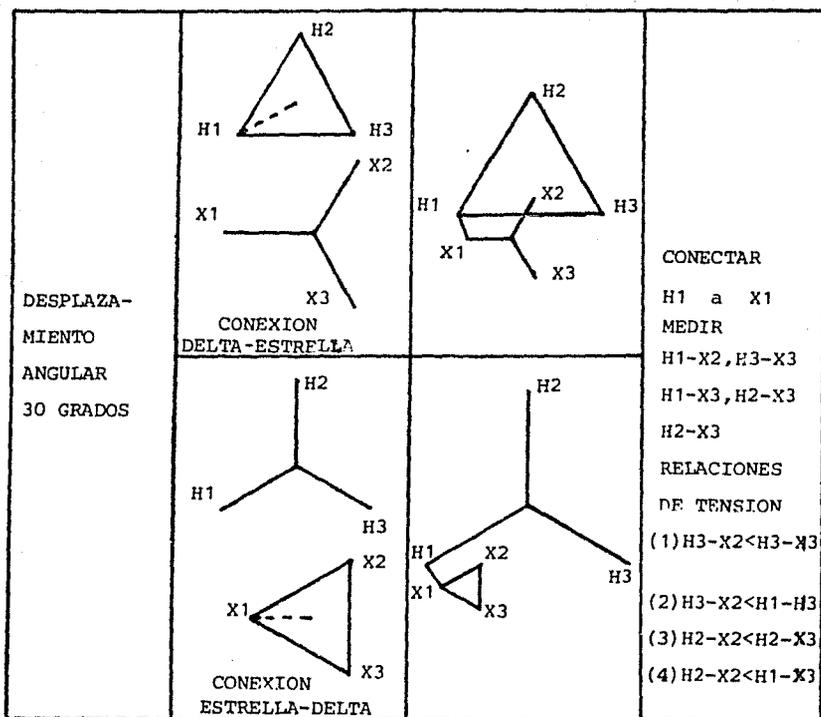


Fig. 2.4.1

#### 4.2 Secuencia de fases

Esta prueba se efectua usando un indicador de secuencia de fases, como puede ser, un motor fraccionario de inducción 3 $\phi$  o un circuito de fase dividida, la prueba se realiza como sigue:

Se conecta primero el indicador de secuencia de fases en las terminales de AT del transformador bajo prueba, el cual se excita en las tres fases de BT, a un voltaje apropiado al indicador observando la dirección de rotación del motor a la indicación del instrumento.

Se cambia el indicador o motor conectándose en las terminales de BT, conectando en  $X_1$ ,  $X_2$  y  $X_3$  las terminales que estaban conectadas en  $H_1$ ,  $H_2$  y  $H_3$ . Se excita el transformador por AT a la tensión adecuada para el indicador, observándose nuevamente la dirección de rotación del motor o la indicación del instrumento.

Si la indicación del instrumento empleado es la -- misma en ambos casos, la secuencia de fases es la normal. La secuencia debe ser en el orden 1, 2 y 3 en el sentido contrario a las manecillas del reloj (secuencia positiva).

## 5. Corriente de excitación y pérdidas.

Estas mediciones nos sirven para determinar la calidad de los materiales y mano de obra utilizados en el núcleo del transformador. Valores altos de pérdidas y de corriente de excitación puede significar que el aislamiento interlaminar se encuentre dañado o mal ensamblado la laminación.

Las pérdidas de excitación en un transformador consisten principalmente en las pérdidas de hierro en el núcleo, el cual están en función de la magnitud, frecuencia y forma de onda del voltaje de alimentación.

La corriente y pérdidas de excitación son sensibles a la forma de onda del voltaje. Una onda con factor de forma mayor de 1.11 generalmente produce pérdidas de excitación menores que las obtenidas con una onda senoidal.

Para la realización de esta prueba se tienen dos métodos que son a) Voltmetro de tensión media y b) puente de impedancia. En el taller el método a emplearse es el primero el cual consiste en lo siguiente:

El Método del voltmetro de valor medio utiliza un voltmetro del tipo d'Arsonval en serie con un rectificador de onda completa. Este instrumento generalmente es graduado para dar la misma indicación numérica que un voltmetro de voltaje senoidal de valor rms; esto es, que está marcado en valores senoidales rms equivalentes.

Se excita el transformador por el devanado de BT a tensión y frecuencia nominal. El voltmetro debe estar conectado lo más cerca posible de la carga, el ampérmetro cercano a la fuente de voltaje y el wattmetro entre ambos con la bobina de potencial hacia el lado de la carga.

Se deben utilizar wattmetros con bajo factor de potencia, para mayor precisión en la medición.

En la figura 2.5.1 se muestran las conexiones para la medición de un T'S Trifásico.

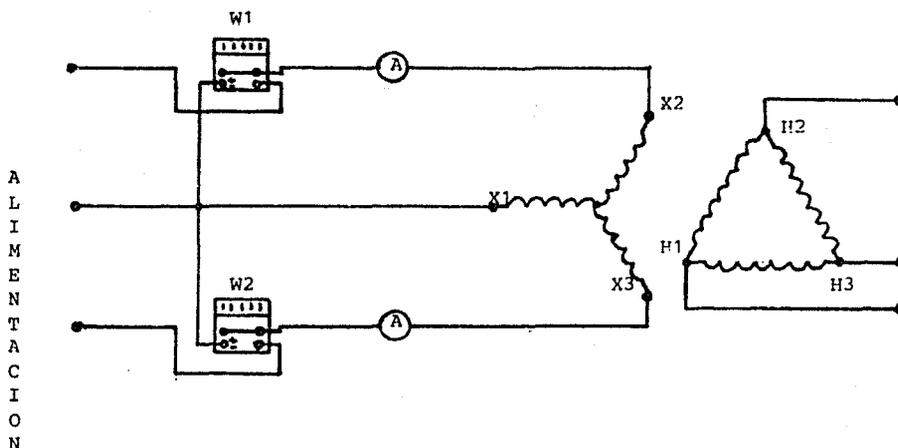


Fig.2.5.1 Conexiones para la prueba de  $I_{ex}$ . Y pérdidas de excitación.

#### 6. Impedancia y Pérdidas de Carga.

El objetivo de esta prueba es conocer el valor de la impedancia del transformador, principalmente para calcular su regulación y su corriente de corto-circuito. El valor de pérdidas en el cobre, en combinación con las pérdidas en el hierro, nos sirve para calcular la eficiencia del aparato.

La impedancia comprende una componente de resistencia efectiva correspondiente a las pérdidas de impedancia y una componente de reactancia correspondiente al eslabonamiento de dispersión de flujo de los embobinados.

No es práctico medir estos componentes separadamente, pero después de medir la impedancia total y el voltaje de impedancia total, los componentes pueden conocerse calculandolos matematicamente.

El voltaje necesario para que circule la corriente nominal del transformador teniendo el otro devanado en corto-circuito (BT) es el voltaje de impedancia del transformador visto desde las terminales del devanado excitado (AT).

El voltaje de impedancia generalmente está entre el 3 y el 15 por ciento de la tensión nominal del devanado excitado.

El diagrama de conexiones se muestra a continuación, las

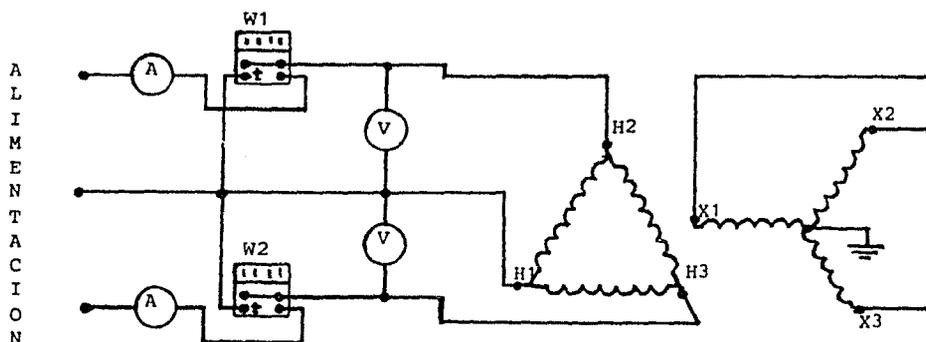


Fig. 2.6 Conexiones para la prueba de Impedancia y pérdidas de carga.

terminales de baja tensión se cortocircuitan excitándose el otro devanado a un voltaje que haga circular la corriente nominal en el devanado.

Si la corriente de línea no puede ser balanceado, su valor promedio rms corresponde el valor deseado.

En la realización de esta prueba en el Taller, no se considerará el factor de conversión por temperatura (a 75°C para transformadores con elevación de 55°C).

## 7. Prueba de potencial aplicado

Las pruebas dieléctricas de sobretensión sujetan a los aislamientos a esfuerzos muy severos, los cuales -- son proporcionales al valor de la tensión.

El objetivo de ésta prueba es para comprobar que cada devanado del transformador se encuentra aislado en su totalidad con respecto a tierra y los otros devanados y con el aislamiento adecuado para su nivel de impulso.

La magnitud del voltaje aplicado se encuentra tabulada en las normas OSAS C.57.1200 ( columna 2 ) que se muestra a continuación

| clases de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas en T's |                           |
|--|---------------------------|
| clase de aislamiento   | pruebas a baja frecuencia |
| KV   | KV                        |
| 1.2  | 10                        |
| 2.5  | 15                        |
| 5.0  | 19                        |
| 8.7  | 26                        |
| 15   | 34                        |
| 18   | 40                        |
| 25   | 50                        |
| 34.5   | 70                        |

Para aparatos reconstruidos no se debe aplicar más del 75% de la tensión de prueba especificada mientras-

que para pruebas de aislamiento periódicas, se debe -- aplicar únicamente el 65% de la tensión de prueba.

La duración de la prueba es de 1 minuto. Las terminales exteriores ( boquillas AT ó BT ) del devanado bajo prueba se conectan entre sí y se conectan a la línea terminal del equipo de prueba. Las otras terminales exteriores ( AT ó BT ) y partes conductoras, incluyendo el núcleo y el tanque, deben ser conectadas a -- tierra y a la otra terminal del equipo de prueba.

La conexión a tierra entre el aparato bajo prueba y el equipo de prueba debe ser un circuito metálico -- substancial. La figura 2.7 indica las conexiones.

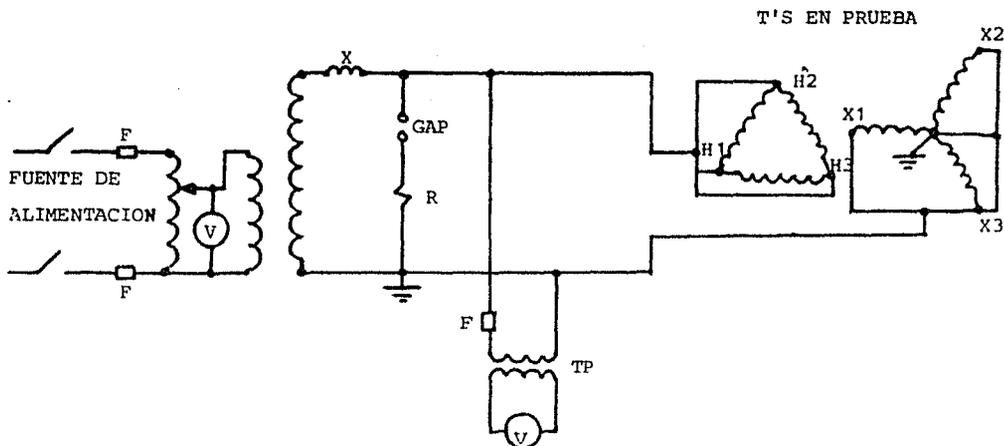


Fig. 2.7 Conexiones para la prueba de potencial aplicado

No debe conectarse ninguna resistencia ( en serie ) entre el equipo de prueba y el transformador bajo prueba, se permite, sin embargo, utilizar bobinas reactivas cercana a las terminales del equipo de prueba.

Durante la prueba, se puede utilizar un explosor -  
calibrado para operar a una tensión del 10% o más de la  
tensión especificada.

La aplicación de la tensión de prueba debe iniciar  
se a un cuarto (1/4) o menos del valor total, e incre -  
mentarse gradualmente hasta alcanzar el voltaje total -  
en un tiempo no mayor de 15 seg. Después del minuto de -  
duración, la tensión debe reducirse lentamente ( no más  
de 5 seg. ) a un cuarto del valor total o menos antes -  
de abrir el circuito.

## 8. Prueba de potencial inducido

El objeto de esta prueba es comprobar que el aislamiento entre vueltas, entre secciones de un mismo devanado, entre devanados diferentes y entre guías es el adecuado. También sirve para comprobar que el transformador tiene la rigidez mecánica adecuada para soportar sobrevoltajes transitorios.

Esta prueba consiste en inducir en los devanados del transformador una tensión del 200% de la tensión nominal. Para aparatos reconstruidos, como ya se dijo anteriormente, se aplica el 75% o el 65% para pruebas periódicas.

Como la densidad de flujo en el núcleo se incrementa con este voltaje, se debe limitar aumentando la frecuencia de excitación. La frecuencia mínima está dada por la siguiente ecuación:

$$f = \frac{\text{Tensión inducida a través del devanado}}{1.1 \times \text{tensión nominal a través del devanado}} \times \text{Frecuencia nominal}$$

Cuando se aumenta la frecuencia, la severidad de la prueba se incrementa, disminuyendo, por lo tanto, la duración de la prueba. El tiempo de prueba se muestra en la siguiente tabla

| f ( Hz )    | Seg. |
|-------------|------|
| 120 ó menos | 60   |
| 180         | 40   |
| 240         | 30   |
| 360         | 20   |
| 400         | 18   |

La prueba debe iniciarse con una cuarta parte ó menos del voltaje total y aumentando gradualmente has-

ta el valor total en un tiempo no mayor de 15 seg. Posteriormente, despues de haberse aplicado el voltaje el tiempo necesario, se debe ir reduciendo el voltaje gradualmente hasta llegar a una cuarta parte o menos del voltaje total en un tiempo no mayor de 5 seg. para poder abrir el circuito.

La fig. 2.8 muestra las conexiones

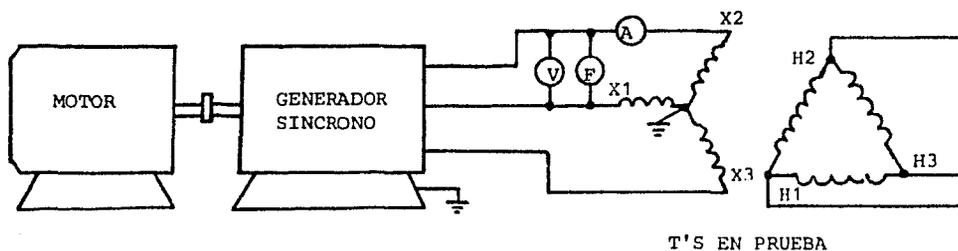


Fig. 2.8 Conexiones para la prueba de Potencial Inducido.

### 9. Prueba de hermeticidad.

El objetivo de esta prueba es para verificar si los diferentes empaques del transformador han quedado selladas efectivamente. Esto es con el fin de evitar fugas de aceite o entrada de humedad al transformador.

La prueba consiste en inyectar al transformador aire seco o nitrógeno de alta pureza a una presión de 0.35

Kg/ Cm<sup>2</sup> (5Lbs/in<sup>2</sup> ) durante un tiempo de dos horas, observando si hay variación de presión en el manómetro lo que indicará que existe fuga de aire o nitrógeno. En el taller se utilizará nitrógeno de alta pureza para realizar esta prueba.

La siguiente figura muestra las conexiones

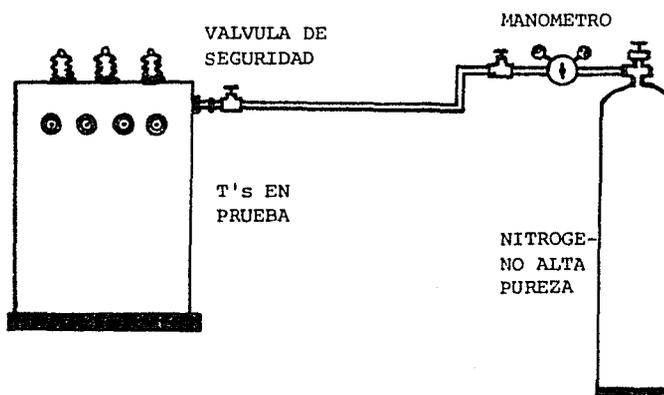


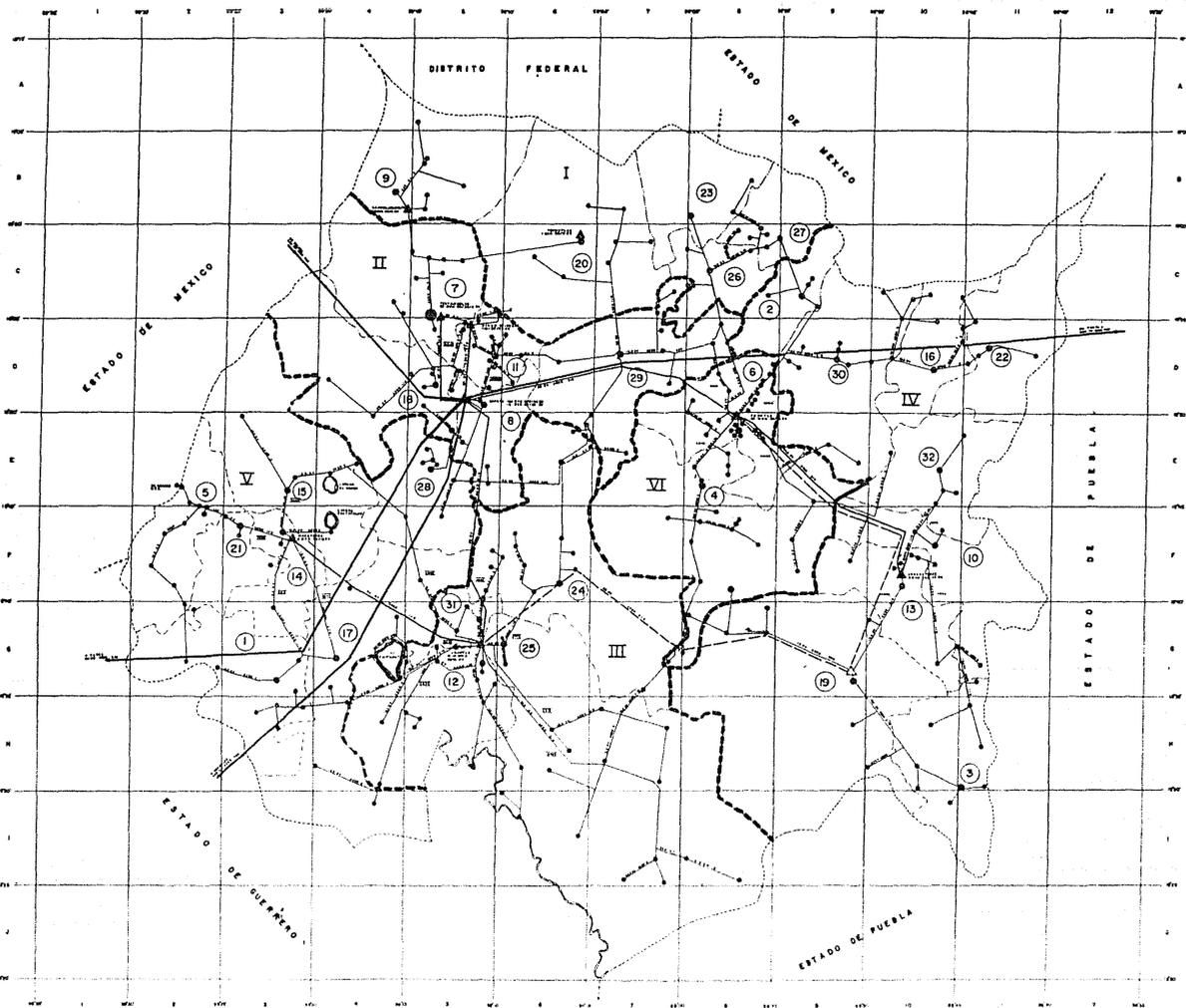
Fig. 2.9 Prueba de Hermeticidad.

#### 10. Prueba de rigidez dieléctrica del aceite

El aceite es el aislamiento mas importante de un transformador, por lo que es de vital importancia valorizar su degradación con el tiempo y determinar cuando es necesario cambiarlo.

La prueba de rigidez dieléctrica del aceite ( norma de prueba ASTM-D-877 ) será la única que se aplicará al aceite en el taller.

Este valor es función de la humedad y contaminantes del aceite. Un valor alto de rigidez dieléctrica no indica necesariamente que el aceite no está contaminado o degradado.



**SIMBOLOGIA ELECTRICA**

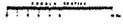
- SUBESTACION
- LINEA DE TRANSMISION
- LINEA DE DISTRIBUCION
- LINEA DE DISTRIBUCION EN PAIS
- LINEA DE DISTRIBUCION
- LINEA DE PROYECTO
- LINEAS O RAMALES DE BOMBA
- LOCALIDAD ELECTRIFICADA
- LOCALIDAD NO ELECTRIFICADA

**REGIONES**

- I NORTE
- II CENTRO
- III SUR
- IV ORIENTE
- V PONIENTE
- VI CENTRO ORIENTE

**MUNICIPIOS**

|                      |                        |
|----------------------|------------------------|
| 1 AHUACATEPEC        | 17 PUERTO HUELTA       |
| 2 ATLACAMPA          | 18 TENEHO              |
| 3 AXIUMBOCAN         | 19 TETELILLA           |
| 4 AYALA              | 20 TETELILLA           |
| 5 COATEPEC DEL VALLE | 21 TETELILLA DEL VALLE |
| 6 COATEPEC           | 22 TETELILLA DEL VALLE |
| 7 COATEPEC           | 23 TETELILLA DEL VALLE |
| 8 COATEPEC           | 24 TETELILLA DEL VALLE |
| 9 COATEPEC           | 25 TETELILLA DEL VALLE |
| 10 COATEPEC          | 26 TETELILLA DEL VALLE |
| 11 COATEPEC          | 27 TETELILLA DEL VALLE |
| 12 COATEPEC          | 28 TETELILLA DEL VALLE |
| 13 COATEPEC          | 29 TETELILLA DEL VALLE |
| 14 COATEPEC          | 30 TETELILLA DEL VALLE |
| 15 COATEPEC          | 31 TETELILLA DEL VALLE |
| 16 COATEPEC          | 32 TETELILLA DEL VALLE |



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 RED ELECTRICA REGIONAL Y REGIONALIZACION  
 ESTADO DE PUEBLA

Para determinar la rigidez dieléctrica del aceite se utiliza un dispositivo construido de material aislante que se conoce como " copa ". Este contiene dos electrodos en el interior que se calibran desde el exterior con un calibre circular. Los electrodos son redondos de 25 mm ( 1" ) de diámetro con una separación de los electrodos de 2.5 mm ( 0.1" ). Deben estar perfectamente libres de humedad, fibras, etc.

El aceite se toma de la parte inferior del tanque, y se deja reposar tres minutos hasta que esté en completo reposo y sin burbujas.

Se aplica tensión a razón de 3Kv/seg. hasta lograr la ruptura, tomándose la lectura a la cuál ocurrió. Se deja reposar 1 minuto y se aplica potencial nuevamente, completándose tres pruebas.

Se repite con dos pruebas diferentes. El aceite no debe romper a un potencial menor de 30 Kv para considerar que el aceite está en buen estado ( aceite nuevo ) , para aceite regenerado no debe ser menor de 25 Kv.

La fig. 2.10 se indican las conexiones.

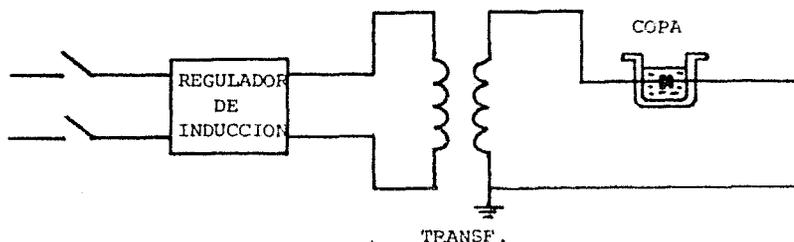


Fig. 2.10 Prueba de Rigidez Dieléctrica.

### 3. Análisis de los transformadores de Distribución

#### 3.1 Fallas en los transformadores de Distribución

En un transformador, una falla involucra invariablemente un arco, dado que la corriente de falla debe fluir a través del espacio previamente ocupado por un material (aislamiento) el cuál no es normalmente un conductor. Su magnitud inicial puede encontrarse en rangos de una falla simple de espira - espira en el devanado de BT a una falla directa de línea a tierra ó línea - línea en el primario, dando por consiguiente, que la corriente de falla varíe de un valor de 150 a 200% del valor nominal a la falla máxima asimétrica (línea-tierra) alcanzando valores superiores a 25 veces la corriente nominal.

Los T's fallados frecuentemente fallan en la película de barniz del alambre o en el aislamiento de papel, - algunas veces por la ruptura directa del aceite contaminado. Cuando el aceite se encuentra impregnado de sólidos el aislamiento falla, permitiendo un arco eléctrico.

Este aceite es contaminado por partículas de carbon debido al aislamiento quemado, de tal manera que un arco eléctrico involucra una falla en el transformador.

La magnitud del arco inicial de una falla típica en un TD'S es del orden de 0.5" (1.27 Cm.) el cuál es representativo de distancias típicas de interrupciones de aceite contaminado o envejecido, deteriorado o aislamiento sólido defectuoso.

El arco absorbe grandes cantidades de energía alcanzando temperaturas de 1000°K ( 727°C ), vaporizando y descomponiendo el aceite. Los principales gases de la descomposición del aceite es hidrógeno y metano.

El transformador debe protegerse de las sobre tensiones, debido a descargas atmosféricas o a la operación de interruptores, de los cort<sup>o</sup>-circuitos debido al deterioro del aislamiento y de las sobrecargas que reduzcan apreciablemente la vida útil del transformador.

En el caso de la protección contra corto -circuito y sobre-cargas, se debe utilizar un dispositivo que no permita rebasar la curva de daño al transformador, considerando como daño la pérdida apreciable de vida util del transformador.

Esta función puede ser cumplida únicamente por un interruptor que simule la temperatura del punto más caliente del transformador. Los fusibles no pueden efectuar esta acción aunque sí se pueden lograr aproximaciones con los fusibles más modernos. Un interruptor fuera del aceite del transformador, tendría las mismas limitaciones que un fusible en A.T. debido a la falta de referencia de la temperatura del aceite.

Por esta razón, se debe promover la instalación de TD'S auto protegidos, limitando de esta forma las fallas en los transformadores.

#### FALLAS

Las fallas más comunes por sobre voltaje se manifiestan por descargas en las uniones serie de las bobinas en las cuales normalmente no hay diferencia de tensión, pero con sobrevoltaje, el efecto de la resistencia de unión produce la diferencia de tensión que origina la perforación; también se presentan descargas de las partes altas de la bobina de A.T. a las correspondientes de BT o al núcleo. Otra falla de este tipo son también las descargas de las guías de AT a las paredes interiores del tanque.

En el caso de sobrecarga, afecta a todo el devanado pero es crítica en el punto caliente, el cuál generalmente se encuentra en la bobina de AT, en la parte que está dentro de la ventana del núcleo, en ese lugar la falla - más común es entre espiras de la misma capa.

Si la sobrecarga es de gran magnitud pero de corta-duración, la falla se presentará en un punto, en caso -- contrario será en un área.

A continuación se dan algunas recomendaciones para-determinar la causa de la falla a partir de unidades fa-lladas.

1. Hacer una prueba de relación de transformación (TTR) y una prueba de resistencia de aislamiento. Si pasa esta prueba, encontrar los valores de pérdidas de - carga y sin carga.
2. Examinar cuidadosamente al transformador por fuera, buscar golpes, boquillas rotas, empaques perdidos, - fugas de aceite, perforaciones, etc. Se busca prin- cipalmente si existieron desplazamientos internos - por causa de impactos o si hubo penetración de hume- dad.
3. Probar rigidez dieléctrica del aceite, si es baja - puede indicar humedad en el aceite pero no indica - aún la falla.
4. Observar la pintura interior del tanque, si tiene - burbujas o se ha deslavado indica que hay agua en - el transformador, la cuál puede venir por envejeci- miento del aislamiento o por entrada de agua.
5. Examinar el aceite, si su nivel está bajo pudo ha - ber operado con sobrecarga, si está obscuro o negro se registró un arco en algún lado; si solo está ca-

fé y cuando se toca está muy delgado, se puede asegurar que hubo una fuerte sobrecarga ya que el papel -- suelta una goma café cuando ha sido envejecido bruscamente en ausencia de oxígeno.

6. Observar en las partes planas si hay sedimentos lo que indicará que hay presencia de humedad.
7. Buscar descargas en la superficie del cambiador, en las paredes del tanque o hacia los herrajes.
8. Buscar conexiones sueltas o flojas, ver si el conjunto núcleo-bobinas ha sufrido algún desplazamiento o si ha estado en contacto con la pared del tanque, en ese caso, buscar una posible descarga en ese punto -- hacia la pared del tanque, lo que se vería como un punto de soldadura en dicha pared y una perforación en el papel; también se puede presentar una descarga -- hacia el fondo del tanque.
9. Buscar rutas de carbón en la superficie de las bobinas y ver si éstas están alineadas y sin espiras sueltas.
10. Desensamblar el núcleo y las bobinas para buscar posibles descargas en la parte interior del núcleo o en las esquinas de la ventana.
11. Tratar de doblar las cuñas o molde que se usan entre las bobinas y el núcleo, si se puede hacer fácilmente significa que tiene agua, si se dificulta doblarlas, significa que han estado sujetas a altas temperaturas.
12. Buscar en el punto caliente si hay una falla entre espiras, en caso de no existir, buscar en el devanado -

el punto de falla que bien pudo ser producido por un defecto en el material que creó un punto sumamente - caliente o por un golpe al conductor durante la manufactura.

13. Cuando se presenta una falla en BT, la AT la ve como sobrecarga y el aislamiento está uniformemente tostado.
14. Si el transformador falló por envejecimiento, el aislamiento está negro con fallas múltiples.
15. El cambio de color en el esmalte indica generalmente los puntos calientes.
16. Si hay partículas de cobre, se presentó la falla en una capa o en un área relativamente grande.

### 3.2 DISEÑO DE BOBINAS PARA TD'S.

El rediseño de bobinas en el taller de reparación es una parte importante que debe tenerse en cuenta, ya que será común encontrar transformadores completamente averiados y sea imposible tomar datos de la bobina como son: Número de vueltas, dimensiones de la bobina, calibre del conductor, etc. Por esta razón es necesario conocer los parámetros de las bobinas para su manufactura.

Una de las características de un buen taller de reparación de TD'S es el poder ofrecer calidad en el trabajo, y esto se logra teniendo el personal debidamente preparado y utilizando la técnica adecuada.

El análisis que trataremos en esta parte será lo mas accesible posible al personal que labore en el taller, ya que será mas bien de tipo informativo. Para que las características de un transformador reparado o reconstruido no cambien apreciablemente con respecto a sus datos de placa, es necesario que las bobinas nuevas concuerden lo mejor posible con la original. De acuerdo con la Especificación 1.0025 de mayo de 1974 "Transformadores de Distribución Tipo Poste Reconstruidos" de CLFC, establece las tolerancias permitidas de los valores o características de los TD'S reparados (ver subcapítulo 3.3.3).

Los TD'S reparados en el taller se apegarán a estas especificaciones, considerando que el servicio que prestará inicialmente será para la C. F. E.

#### NUCLEO

Para la construcción del núcleo se utiliza un material altamente magnetizante, con una alta permeabilidad y pérdidas por histéresis mínimas.

El material utilizado son laminaciones de acero al silicio, rolado en frío o de grano orientado rolado en frío. Para una frecuencia de 60 cps se usan laminaciones de 0.34 mm de espesor con un contenido de silicio de 4 a 4.5%.

El silicio es utilizado por sus buenas propiedades contra el envejecimiento y por sus bajas pérdidas, ya que sus moléculas se alinean en dirección al flujo magnético con una fricción mínima al cambio de dirección.

### DISEÑO DE LOS EMBOBINADOS

El diseño de las bobinas deberá hacerse para dar las características eléctricas mejores posibles y las adecuadas propiedades mecánicas para soportar los esfuerzos debidos a corto circuito, así también la adecuada ventilación para evitar excesivas elevaciones de temperatura y puntos calientes. Una bobina en el transformador, bajo los esfuerzos magnéticos producidos por excesivos flujos dispersos debidos a corto circuito, tiende a tomar la forma circular y desplazarse axialmente; por lo que debe darse la suficiente rigidez mecánica a las bobinas para soportar estos esfuerzos.

Los embobinados de los T's (transformadores) pueden colocarse concéntricamente, uno en relación con el otro (BT-AT) o arreglarse en grupos de bobinas de alto y bajo voltaje, alternando unas y otras (BT-AT-BT). Para el tipo de devanado concéntrico, la bobina de baja tensión se devana en una forma cilíndrica o rectangular y tiene generalmente una capa o - - mas si se colocan los ductos de ventilación adecuados para la disipación del calor. En la alta tensión (AT) las bobinas se hacen en varias capas y se colocan externamente a la bobina de baja tensión (BT).

Para evitar los puntos calientes en las bobinas (AT), el grueso del embobinado deberá conservarse lo mas delgado posible y su ventilación adecuada. Esto se logra devanando las bobinas en secciones y separándolas por ductos de ventilación.

En el devanado de B. T. para evitar grandes corrientes de remolino producido por secciones grandes del conductor, deberán formarse de varios conductores menores en paralelo.

Los materiales aislantes que se usen para los devanados de los T's, deberán tener alta resistencia dieléctrica y buenas propiedades mecánicas, y no deberán ser solubles al aceite caliente del T's.

Para bobinas devanadas en capas, el voltaje máximo entre las espiras de dos capas no deberá exceder del voltaje de ruptura del papel aislante, tomándose el voltaje máximo el 75% de la clase de aislamiento del aparato (ver subcapítulo 2.2) para transformadores reparados, --dejándose un margen de seguridad de mas 60% del voltaje calculado.

El voltaje máximo entre capas es igual al doble del voltaje por espira multiplicado por el número de espiras por capa, o sea:

$$V_{\text{máx}} = 2 \text{ V}_{\text{espira máx.}} \times \text{No. espiras por capa}$$

$$V_{\text{espira máx}} = \frac{0.75 \times 2 \times \text{Clase de aislamiento}}{\text{No. de vueltas totales}}$$

Los volts por espira nominal se calculan del voltaje de operación del transformador entre el número de vueltas totales. En TD's generalmente se diseña para trabajar de 4 a 7 volts/vuelta.

Con este valor del  $V_{\text{máx}}$  y conociendo la resistencia dieléctrica del papel aislante, podemos determinar el espesor del aislamiento entre capas.

Se debe tener cuidado con la sobreposición de capas de papel para dar el espesor adecuado, ya que no se tendrá la misma resistencia dieléctrica que con un papel sólido.

En transformadores clase 15 KV y 1.2 KV en BT, el espesor de la capa aislante para alambre redondo de 0.072" de diámetro y mayores es de  $1 \times 0.015''$ . Para alambre de diámetro menor el espesor de la capa aislante es de  $1 \times 0.010''$ .

Para T's que operen a voltajes mayores de 7.5 KV, las espiras de los devanados deberán aislarse especialmente, debido a que pueden ocurrir cambios bruscos de potencial que llevarían el voltaje entre conductores a un voltaje mucho mayor que lo normal. El porcentaje de espiras extremas que deben reforzarse su aislamiento es de 2.5% para voltajes hasta 25 KV.

### 3.3 Aspectos en el proceso de reparación de TD'S

#### 3.3.1 Materia Prima utilizada en la reparación de TD'S.

Los materiales utilizados en la reparación de los TD'S son muy variados, pero no todos son apropiados debido a que no cuentan con las características recomendadas por las normas o especificaciones (DGN, CCONNIE, ANSI, etc.).

Los materiales utilizados en los transformadores están sujetas a condiciones de trabajo muy severo, debido a los picos de sobrecarga y a descargas atmosféricas, lo cual producen esfuerzos mecánicos muy elevados. Por esta razón, los materiales recomendados para la reparación de los TD'S son los siguientes:

#### 1. Conductores de cobre

Se tienen tres alternativas para la selección del alambre magneto.

- a) Alambre magneto "FORMADURE 720-1" con aislamiento que consiste en una película de "POLI VINIL FORMAL" en doble capa.

Clase 105°C según normas NEMA

Alta resistencia a sobrecargas hasta 125°C - en periodos cortos.

Fabricado en cumplimiento con las normas NEMA -MW-15°C y CCONNIE-10.4-1 (EIE-C-121), fabricado por "Conelec, S. A."

- b) Alambre magneto "FORMANEL 105", esmaltado con "POLIVINIL FORMAL" clase 105 en doble capa. - Por sus propiedades dieléctricas, la tensión necesaria para romper la película de esmaltes mayor o igual a 2KV por milésima de pulgada.  
Fabricado por " Condumex, S. A."

- c) Alambre magneto " FORMA-C-ON", esmaltado con una película de "POLIVINIL FORMAL" en doble capa. Resistente a la abrasión y alta resistencia al ataque de aceites.  
Fabricado en cumplimiento con las normas NEMA - MW-15°C y CCONNIE-10.4-1 (EIE-C-121)  
Fabricado por " Conductores Monterrey, S. A."

La siguiente gráfica muestra la termo-estabilidad ( envejecimiento ) del esmalte "POLIVINIL FORMAL".

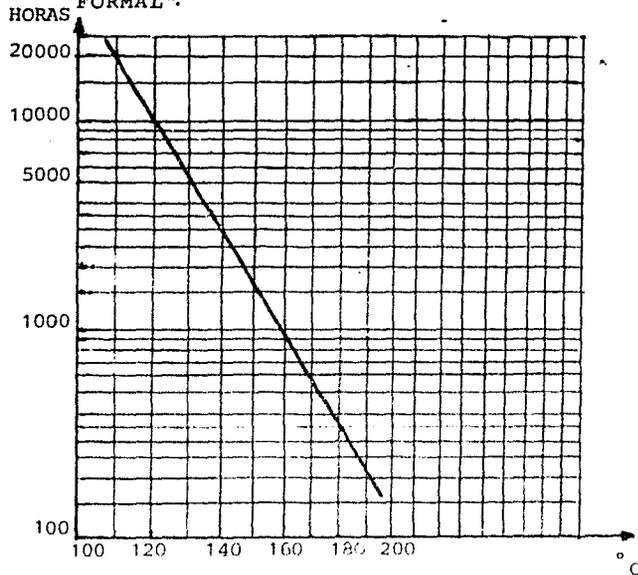


Fig. 3.4. Termoestabilidad del esmalte "Poli vinil Formal".

### Alambre o Solera de Cobre

Solera de cobre suave, esmaltada con "Polivinil - formal" clase 105°C, resistente a la abrasión y a la acción química del aceite, con las esquinas redondeadas similar a soleras "formanel " de Condu-mex, S. A. ó a "Formadure" de Conelec, S. A.

## 2. Aislamientos.

Los aislamientos utilizados en la elaboración de bobinas; de aislamiento entre fases y bobina a núcleo pueden ser las siguientes:

- 2.1 Cartón dieléctrico Pres-Board, para usarse como - aislamiento entre el núcleo y el devanado de BT y entre devanados de BT y AT. Se utiliza también como cuñas, separadores, etc.

Las características del cartón son las siguientes:

Resistencia Dieléctrica - 9 KV/mm aprox.

Porcentaje de humedad = 9% máximo

Densidad = de 1 a 1.3 grs/cm<sup>3</sup>

Tipo = Maleable o duro (K-4 ó K-5)

Utilizado también para collares entre capas en los extremos del devanado de alta-tensión. Llamado comúnmente cartón prensado

- 2.2 Papel manila, para aislamiento del conductor de BT. Altamente flexible y buena impregnación con el -- aceite.
- 2.3 Papel crepe o corrugado, utilizado para aislar el devanado de BT y las terminales a los aisladores - del mismo. Similar al anterior.

### Alternativas aislamiento AT

2.4 Papel Mylar, para aislamiento entre capas de la bobina de AT. Consiste en una película de poliéster que le proporciona una gran resistencia dieléctrica; sus características son las siguientes:

- a) Altamente flexible, fácil de manejar y troquelar
- b) Temperatura de trabajo 130°C, clase E
- c) No absorbe la humedad
- d) Resistencia dieléctrica de 7.5 KV por milésima de pulgada de espesor, hasta 28 KV para 0.014" - esp. como se indica en la siguiente tabla

|         |   |       |
|---------|---|-------|
| 0.005"  | - | 16 KV |
| 0.0075" | - | 20 "  |
| 0.010   | - | 25 "  |
| 0.014   | - | 28 "  |

2.5 Papel dieléctrico Riegel ( sin película térmica) para usarse entre capas del devanado de AT, se utiliza sobre el papel Mylar. Clase A, humedad aproximada de 5%. Densidad 0.85 gr/cm<sup>3</sup>

2.6 Papel Kraft, para aislamiento entre capas del devanado de AT, similar al papel termofraguante. - Clase A. Se utiliza en espesores de 5 y 10 milésimas de pulgada, flexible y fácil de manejar.

2.7 Papel termofraguante con diamante epóxico, para aislamiento entre capas del devanado de A.T., -- con una gran resistencia dieléctrica. Por la propiedad de los rombos epóxicos, es necesario compactar la bobina y hornearlo a una temperatura entre 130 y 140°C para que el alambre magneto se adhiera al papel dándole una gran resistencia mecánica. Clase A, altamente flexible y facil manejo.

- 2.8 Tela amarilla, para aislamiento entre capas del devanado de AT. No recomendable debido que al devanar se producen arrugaciones del material quedando el aire ocluido, produciendo posibles fallas al transformador. Si se utiliza se debe cuidar que el material quede completamente sin arrugas.

### 3.- Recubrimientos

- 3.1 Barniz aislante rojo, llamado tambien "primer", - utilizado para pintar la parte interior del tanque. Se tienen tres alternativas.

- a) SV-400 de Devoe
- b) Basa 35 de Barnices Aislantes
- c) 1201 de Conductores Monterrey

#### Características del SV-400

Clase E (130°C), seca al tacto de 20 a 40 minutos y endurece en 24 horas. Puede hornearse de 10 a - 30 minutos entre 75 y 100 °C.

- 3.2 Barniz aislante claro para impregnación. Se tiene las siguientes alternativas

- a) ISONEL SV-31 de Devoe S. A.
- b) BASA 7M de Barnices Aislantes S. A.
- c) CONDUBAR 105 de Condumex S. A.

#### Características del ISONEL SV-31

Conocido como Barniz Universal, clase F (155°C). Puede hornearse de 2 a 6 horas entre 135 y 150 °C

Resistencia dieléctrica seco - 4884 VPM (Volts-  
por milésima de  
pulgada

## Resistencia dieléctrica humedo - 3030 VPM

## 3.3 Fondos anticorrosivos ( Primarios ).

## Alternativas:

- a) Cromato de Zinc MD-6 de Devoe S. A.
- b) Minio No. 5-224 Beltec de ICI, S. A.
- c) Minio 10 (Plomo) No. 13520 de Devoe S. A.

## 3.4 Esmaltes para acabados y rótulos

## Alternativas:

- a) BRILTEC de ICI S. A.
- b) PERMO de DUPONT S.A.

## 4. Otros Materiales.

## 4.1 Espaguetti

Se tienen dos alternativas, el de fibra de vidrio recubierto de vinilo y vinilo únicamente.

- a) De fibra de vidrio: Aislantex R-4, Vidrio recubierto de vinilo, clase E (130°C). Resistencia dieléctrica de 4KV por milésima de pulgada.
- b) De vinilo, se utiliza sobreponiendo mínimo tres - calibres diferentes ( y cuatro para la terminal de alta tensión ) para dar la resistencia dieléctrica adecuada. Aún cuando se utilizan tres o cuatro calibres diferentes resulta más económico y con buena resistencia dieléctrica.

- 4.2 Cinta eléctrica de fibra de vidrio Scotch # 27 -- clase E (130°C). Se utiliza de 3/4" y 1" de ancho, resistencia de aislamiento de 100 ma y rigidez dieléctrica de 1.5 KV para un espesor de 0.17 mm.

4.3 Cinta de lino. No es aconsejable su uso debido a que absorbe mucha humedad provocando posibles -- fallas al transformador. Su uso debe limitarse - para asegurar el principio o el final de las espiras del devanado.

Se utiliza de 1/2" y 3/4" de ancho.

4.4 Material para empaques. Se tienen dos tipos de - material, el corcho natural o cáucho y el Neopre no o cáucho artificial. El corcho natural es usa do extensamente por sus buenas propiedades físi cas y sello efectivo al comprimirse. La desventa ja es que al quedar comprimido por algún tiempo no adquiere nuevamente su espesor original sien do necesario cambiarlo, otra desventaja es que - no resiste la acción de los hidrocarburos y va - perdiendo sus propiedades químicas.

El Neopreno es muy usado debido a que es un pro ducto de gran durabilidad y resistente a los hi drocarburos de sus acciones químicas.

La siguiente tabla muestra las características - de estos materiales.

| CARACTERISTICAS              | CORCHO NATURAL | NEOPRENO  |
|------------------------------|----------------|-----------|
| Resistencia al aceite        | Pobre          | Buena     |
| Resistencia al fuego         | "              | "         |
| Termoenvejecimiento          | "              | regular   |
| Resistencia dieléctrica MV/M | 23,6-31,5      | 15,7-27,6 |
| VOLTS/Mil                    | 600-800        | 400-700   |
| Precio                       | Moderado       | Moderado  |

4.5 Soldadura con contenido de plata de AGA, S.A., pa ra soldar solera o alambre de cobre de bobina de B.T. Debe soldar efectivamente sin agrietarse al doblar ligeramente la parte soldada.

4.6 Otros materiales utilizados en pequeña proporción son los siguientes: Pegamento (Resistol 850) para usarse en collares y en el papel crepé (devanado de B.T.). Hilo nylon de alta tenacidad para sujetar espiras del devanado, terminales de los taps al cambiador de derivaciones, etc. Lija para fierro para limpieza de oxido del tanque, escórias - en las partes soldadas de la solera de BT, etc. - Estopa, thinner, cable para conexiones, etc.

### 3.3.2 Cantidad de material por capacidad.

El material seleccionado para utilizarse en la reparación o reconstrucción de los transformadores de distribución son los recomendados por las especificaciones de CFE y CLFC.

Las siguientes cantidades aproximadas de material son para transformadores de distribución clase 15 con las características siguientes:

Transformadores tipo poste, autoenfriados y sumergidos en aceite, 3 Ø, relación 13.2 KV/ 220-127 -- Volts, capacidad de 15 a 112.5 KVA.

## 1. Conductores

### 1.1 Alambre magneto

La cantidad en Kgs del alambre magneto para devanados de AT varía de acuerdo con el voltaje de -- operación, número de fases, capacidad (KVA), así como del diseño del núcleo, etc.

La cantidad promedio de alambre magneto por fase- ( o pierna) es la siguiente:

| KVA   | ALAMBRE # | KG   |
|-------|-----------|------|
| 15    | 22        | 10   |
| 30    | 21        | 13   |
| 45    | 20        | 16   |
| 75    | 18        | 22.5 |
| 112.5 | 14        | 33.5 |

### 1.2 Conductor BT

El conductos para el devanado de BT puede ser -- alambre o solera de cobre suave.

La cantidad promedio de conductos por fase es

| KVA   | TIPO             | KGS. |
|-------|------------------|------|
| 15    | Alambre o solera | 7    |
| 30    | " "              | 9    |
| 45    | Solera           | 11   |
| 75    | "                | 15   |
| 112.5 | "                | 22   |

## 2. Aislamientos

### 2.1 Aislamiento AT

Para el aislamiento entre capas del devanado de AT se tienen varias alternativas como són:

a) papel Mylar, b) Tela amarilla, c) Papel ---- Kraft, d) Papel termofraguante con diamante epóxico (Insuldur) y el Papel riegel.

El papel que se utilizará en el taller es el pa pel Kraft, de 5 y 10 milésimas de pulgada de es pesor. La cantidad de papel por fase es la si guiente:

|     |      |      |      |      |       |
|-----|------|------|------|------|-------|
| KVA | 15   | 30   | 45   | 75   | 112.5 |
| KG  | 0.25 | 0.35 | 0.45 | 0.55 | 0.60  |

Se recomienda tambien el uso del papal termofra-  
guante con diamante epóxico, con mejores caracte-  
rísticas que el papel Kraft.

## 2.2 Aislamiento BT

El aislamiento utilizado entre devanados de BT y  
AT y entre núcleo y BT se usa el cartón "Press--  
Board" o cartón prensado formando capas o como -  
molde. La cantidad de cartón por fase, para ais-  
lamiento clase 1.2 KV y un espesor de 0.060" ---  
(ó 4 X 0.015") es:

|     |      |      |      |      |       |
|-----|------|------|------|------|-------|
| KVA | 15   | 30   | 45   | 75   | 112.5 |
| KG  | 0.38 | 0.45 | 0.55 | 0.68 | 0.80  |

2.3 La cinta de vidrio (ó Scotch # 27) se utiliza pa-  
ra aislar puntos de conexión de terminales, pun-  
tos soldados, etc. La cantidad promedio en me-  
tros por capacidad es la siguiente ( por fase ):

|     |    |     |     |     |       |
|-----|----|-----|-----|-----|-------|
| KVA | 15 | 30  | 45  | 75  | 112.4 |
| MTS | 3  | 4.2 | 5.0 | 6.2 | 7.0   |

2.4 El espagueti a base de vinilo, es utilizado co-  
mo aislante para las terminales de conexión al -  
cambiador de derivaciones y las terminales a los  
aisladores de A.T.

El promedio de metros totales de espagueti por-  
fase, es el siguiente:

|      |       |     |       |       |       |
|------|-------|-----|-------|-------|-------|
| KVA  | 15    | 30  | 45    | 75    | 112.5 |
| MTS. | 3X4.0 | 3X5 | 3X5.2 | 3X5.4 | 3X5.8 |

3. Materiales para sujetar espiras, bobinas, etc.

3.1 Cinta de lino, se puede utilizar para sujetar firmemente las espiras de salida a un tap, las últimas espiras de la bobina y la capa de papel externa.

Se utiliza un promedio de 2.5 Mts por fase para -  
capacidades de 15 a 112.5 KVA

3.2 El hilo nylon de alta tenacidad es usado para sujetar las espiras del devanado, sujetar rígidamente las terminales de los taps, etc. ( se usa en -  
sustitución del hilo cáñamo que no debe usarse). -  
Se utiliza un promedio de 15.0 Mts.

4. Barnices.

De las alternativas de los tipos de barniz, se utilizará el ISONEL SV-31 claro. Aplicado con brocha de cerdas.

La cantidad promedio de barniz por fase es la siguiente:

|     |      |      |      |      |       |
|-----|------|------|------|------|-------|
| KVA | 15   | 30   | 45   | 75   | 112.5 |
| LTS | 0.20 | 0.25 | 0.25 | 0.37 | 0.40  |

Se utiliza únicamente para darle mayor rigidez mecánica a la bobina (AT); aunque si se utilizan los materiales adecuados puede suprimirse.

4.2 Cemento rojo, utilizado para impregnar el conjunto núcleo - bobinas ya seco.

La cantidad promedio utilizada por las tres fases:

|      |       |       |      |      |       |
|------|-------|-------|------|------|-------|
| KVA  | 15    | 30    | 45   | 75   | 112.5 |
| LTS. | 0.125 | 0.125 | 0.25 | 0.25 | 0.30  |

- 4.3 Barniz aislante pigmentado rojo SV-400 ( primer). Utilizado para pintar el interior del tanque. La cantidad promedio por capacidad es:

|     |      |      |      |      |       |
|-----|------|------|------|------|-------|
| KVA | 15   | 30   | 45   | 75   | 112.5 |
| LTS | 0.30 | 0.35 | 0.40 | 0.45 | 0.50  |

## 5. Esmaltes

- 5.1 Fondo anticorrosivo de minio de plomo, utilizado para la parte externa del tanque. Se utilizará - el tipo de Minio de Plomo, Minio 10. La cantidad promedio por tanque es:

|     |      |      |      |      |       |
|-----|------|------|------|------|-------|
| KVA | 15   | 30   | 45   | 75   | 112.5 |
| LTS | 0.40 | 0.45 | 0.50 | 0.55 | 0.60  |

- 5.2 Esmalte para acabados exteriores y rótulos de -- identificación y codificación. La cantidad prome-- dio de esmalte es:

|     |      |      |      |      |       |
|-----|------|------|------|------|-------|
| KVA | 15   | 30   | 45   | 75   | 112.5 |
| LTS | 0.32 | 0.43 | 0.52 | 0.62 | 0.74  |

## 6. Empaques

Se utiliza el Neopreno o el caucho natural, utilizado para sellar la tapa de registro, tapa -- del tanque y aisladores de BT y AT. La cantidad -- promedio que se utiliza es:

|                  |      |      |      |      |       |
|------------------|------|------|------|------|-------|
| KVA              | 15   | 30   | 45   | 75   | 112.5 |
| MTS <sup>2</sup> | 0.35 | 0.41 | 0.52 | 0.96 | 1.8   |

### 3.3.3 Proceso de Reparación de los TD'S y pruebas.

Para la reparación o reconstrucción de los TD'S se tienen diferentes procesos de operación, desde la llegada del transformador al taller, pasando por su proceso de limpieza y habilitación de bobinas nuevas hasta la salida del TD'S ya reparado y almacenado para su embarque.

Los procesos que se siguen en la reparación del T'S son los siguientes:

1. Descargar del camión y registrar los T'S en el taller.
2. Probar los T'S para diagnosticar falla ( TTR )
3. Desarmar el T'S para separar el conjunto "nucleo-bobinas" del tanque.
4. Desarmar el núcleo (parte superior del marco, - tablero de cambiador de derivaciones y lamina - ción superior ).
5. Extracción y separación de los devanados de las fases dañadas.
6. Habilitar las bobinas de AT nuevas que sustituirán a las dañadas.
7. Habilitar las bobinas de BT nuevas que sustituirán a las dañadas.
8. Limpieza de laminaciones, conexiones, cambiadores de derivaciones, boquillas, interior y exterior del tanque y habilitación o cambio de juntas.
9. Colocación de los devanados nuevos en la fase reparada.
10. Armar el núcleo ( parte superior del marco, tablero de cambiador de derivaciones y laminación) probar relación de transformación ( TTR ) y secar el conjunto núcleo-bobinas.
11. Probar en seco:

- a) Resistencia de aislamiento (Megger)
  - b) A Voltaje nominal en circuito abierto
12. Pintar el interior y exterior del tanque incluyen do codificaciones
  13. Armar el transformador colocando el conjunto "nucleo bobinas " dentro del tanque, conexión de bobillas BT y AT y llenado de aceite nuevo o regenerado previamente probado.
  14. Hacer las siguientes pruebas comerciales.
- \* a) Resistencia ohmica de los devanados
  - b) Relación de transformación en todos los taps
  - c) Aislamiento entre devanados y entre devanado y -- tanque ( Megger )
  - d) Prueba de polaridad y relación de fases
  - e) Prueba de corto-circuito a corriente nominal.
  - f) Prueba en vacío a voltaje nominal
  - g) Prueba de potencial aplicado
  - h) Prueba de potencial inducido
  - i) Prueba de Hermeticidad
  - j) Resistencia dieléctrica del aceite.
  - 15. Almacenar o embarcar los T'S

En el fluograma de la fig. 3.5 se muestran los pa sos que se siguen en la reparación

En el inicio del fluograma tenemos la recepción - y registro de los transformadores. La CFE se en - cargará, en la etapa de arranque del taller, del - transporte de los T'S al taller para su reparación o servicio de limpieza. El registro de los aparatos se realizará por parte del cliente y del ta - ller, siendo los datos tomados de placa los si -- guientes:

- \* De un lote de cinco transformadores, se escogerá - uno para realizar esta prueba.



Marca, capacidad, fases, No. de serie y relación de voltaje.

Para el diagnóstico de falla, se medirá la relación de transformación con el TTR en cada fase y en todos los taps, anotando los valores obtenidos.

Un valor bajo de relación o una corriente de excitación elevada indica espiras quemadas, abiertos o en corto-circuito. Hay que tener cuidado con la conexión correcta de las terminales del TTR al T'S, ya que una polaridad incorrecta marcaría una corriente elevada sin existir falla alguna.

Para T'S de CFE, esta prueba la realizarán sus técnicos con la inspección ocular del Jefe de Taller y firmar, posteriormente, el contrato de reparación de las fases dañadas por transformador.

El proceso de reparación se inicia quitando la tapa de registro y la tapa del transformador desconectando las conexiones de AT.

Antes de separar el conjunto núcleo-bobinas del tanque, se debe drenar el aceite dejándolo escurrir libremente.

Se separa el conjunto nucleo-bobinas del tanque, llevando el tanque y aisladores a limpieza y el conjunto núcleo-bobinas a desensamble.

Se desarma el núcleo separando primero los herrajes y el tablero de cambiador de derivaciones, quitando posteriormente las láminas evitando doblarlas o dañar el barniz aislante. El maltratar las láminas ocasionará mayores pérdidas en el núcleo, aumentando el calor disipado-

y disminuyendo la eficiencia del transformador.

Posteriormente se extraen las bobinas dañadas - o quemadas del núcleo, quitando las cuñas entre devanados de BT y AT. Se toman las dimensiones de la bobina así como el número de vueltas por taps y totales, calibre de conductor, etc.

De los datos tomados de las bobinas dañadas, se procede a habilitar la bobina nueva tratando de hacerla lo más fiel posible a la dañada, ya que cambiando sus dimensiones de tendrá una reactancia mayor, teniendo por consiguiente un porcentaje de impedancia mas grande. Para el proceso de bobinado se deben tener los siguientes cuidados

- a) El efecto del polvo en los devanados es muy importante ya que puede reducir su vida útil sensiblemente, por esta razón, el área de bobinado debe estar limpia.
- b) Es importante el trato que el devanador le dé - al conductor, no debe jalarlo bruscamente ni doblarlo ya que puede dañarse la película de barniz aislante. La tensión de devanado debe ser - lo suficiente para compactar la bobina, aunque ésta no debe rebasar ciertos límites. Para calibres de conductor utilizados en los TD'S tenemos las siguientes tensiones máximas a que pueden someterse.

| CALIBRE | TENSION |
|---------|---------|
| AWG     | KG      |
| 14      | 12.4    |
| 17      | 6.2     |
| 18      | 4.9     |
| 19      | 3.8     |

|    |     |
|----|-----|
| 20 | 3.1 |
| 21 | 2.4 |
| 22 | 1.9 |

- c) Cuando una bobina esté fuera de tolerancia puede ser presionada cuidadosamente para que se ajuste a las dimensiones adecuadas.

Antes de colocar las bobinas nuevas en el núcleo hay que limpiar las laminaciones de partículas - de carbón y otros residuos con aceite de T'S nuevo; en caso de existir láminas dañadas por corto circuitos de las partes vivas al núcleo, deberán reponerse nuevas o maquinadas en caso necesario, limpiándose también todos los sedimentos de carbón impregnados en las fases no averiadas y en - el núcleo, cuidando de quitar todas las partícu - las de cobre que pudieran existir. Se deben lim - piar también todas las conexiones, cambiadores - de derivaciones, boquillas de AT y BT e interior y exterior del tanque. En la parte externa del - tanque deberá limpiarse perfectamente a fin de - eliminar lodos, incrustaciones y óxido. En la -- parte interna deberá removerse completamente las escamas sueltas del " primer " .

Después de haber limpiado perfectamente las co - nexiones, laminaciones, etc. se procede a colo - car las bobinas nuevas de las fases reparadas. - La bobina debe quedar perfectamente alineada y - simétrica, debiendo tener entre fases la separa - ción adecuada así como en la parte superior de - la bobina al núcleo. Los aislantes entre fases y entre bobinas y tierra será repuestos nuevos.

En el armado del núcleo, se debe cuidar que las - láminas cierren perfectamente, es decir, que que den a tope unas con otras evitando los entrehie - rros ya que de lo contrario aumenta la reluctan -

cia del núcleo produciendo pérdidas mayores. La tensión aplicada para cerrar la arcada debe ser lo suficiente para juntar a tope las láminas y al mismo tiempo no dañar el material.

Se coloca el marco del núcleo y el tablero de - cambiador de derivaciones, haciendo las conexiones de los taps al cambiador. Se deben sujetar - rígidamente las terminales de los taps ya que - están sujetos a vibraciones y al movimiento del aceite debido al transporte o manejo del aparato.

Antes de pasar el conjunto núcleo-bobinas a se - cado, se hace una prueba parcial de relación de transformación y corregir inmediatamente alguna falla que existiera. La variación permitida de - relación es de  $\pm 0.5\%$  en cada tap del valor de - placa.

Ya que se ha medido la relación de transforma - ción, se mete al horno para su secado. El ais - lante no debe tener más de 1.0% de humedad, por lo que este proceso de extracción de humedad es crítico y debe hacerse de manera continua y sin cambios bruscos. La temperatura del horno debe - ser tal que elimine la humedad del cartón o pa - pel utilizado. Con los materiales mencionados - en el capítulo 3.3.1, se puede considerar una - temperatura de horneado de 100 a 110°C en un -- tiempo aprox. de 5 a 6 horas, excepto para el - papel termofraguante con diamante epóxico el -- cuál requiere una temperatura de 140°C durante - 4 horas aproximadamente con el fin de que los - rombos epóxicos se adhieran efectivamente al - conductor proporcionando la rigidez mecánica a - decuada.

Se puede determinar la sequedad del aparato, midiendo la resistencia dieléctrica con el Megger inmediatamente después de haber sacado el conjunto núcleo-bobinas del horno. Este valor de resistencia debe marcar casi infinito en la escala -- del Megger.

Inmediatamente debe impregnarse con cemento rojo para evitar una rápida absorción de humedad por el papel y cartón secos. El aislamiento impregnado absorberá aún humedad pero a velocidad inferior que el papel seco.

Con el conjunto núcleo-bobinas ya seco e impregnado, se realiza una prueba preliminar en vacío a tensión nominal excitando el aparato por el lado de BT. Esto es con el fin de verificar si --- existe alguna falla de aislamiento ya sea en el papel o en el conductor y corregir con mayor facilidad la falla.

En el pintado del tanque, después de haberse limpiado perfectamente, se dá primero una mano de minio de plomo (parte externa) y ya que esté seco, se le dá una o dos manos con el esmalte adecuado, pintando también las codificaciones como son: Identificación de terminales, capacidad del T'S, marca del taller, fecha de reparación, etc. En la parte interna se pinta con una mano de --- " primer " inatacable por el aceite caliente.

En el armado del conjunto núcleo-bobinas al tanque, se debe hacer con mucho cuidado para no dañar las bobinas con el tanque. El núcleo debe -- quedar eléctricamente conectado al tanque y anclado rigidamente para impedir cualquier desplazamiento durante la operación o transportación -

del aparato.

Para el llenado de aceite, previamente probado, -- debe hacerse al vacío para eliminar el aire ocluido en el aislamiento. Estas pequeñas burbujas de aire provocan fallas perforando el aislamiento si se encuentran alojadas en los devanados de AT. Un vacío de 7.5 mm puede considerarse satisfactorio para el llenado de aceite.

Para la realización de las pruebas, se debe seguir lo indicado en el capítulo 2.2. Todos los valores de las pruebas deben ser registrados para su presentación al cliente.

Las variaciones permitidas para transformadores - reparados son las que se muestran a continuación:

|    |   |                        |
|----|---|------------------------|
| a) | Resistencia ohmica                          | -- <sup>^</sup>        |
| b) | Relación de transformación                  | + 0.5 %                |
| c) | Aislamiento (Megger)                        | + 5 %                  |
| d) | Polaridad y Fases                           | -                      |
| e) | Impedancia                                  | + 10 %                 |
| f) | Pérdidas en vacío y corriente de excitación | Po= + 15%<br>Io= + 25% |
| g) | Aplicado                                    | - 14% (menos 14%)      |
| h) | Inducido                                    | - 14%                  |
| i) | Hermeticidad                                | -                      |
| j) | Resistencia dieléctrica del aceite          | 30-25 KV               |

Estas variaciones son con respecto a su valor de fabrica, excepto para g) y h) que es con respecto al 75% del voltaje de prueba para T'S reconstruidos.

Ya probados y haberles dado el visto bueno, los transformadores son almacenados para su embar-- que al cliente.

#### 4.0 Distribución Física, Tiempos y Movimientos.

##### 4.1 Tiempos de proceso y mano de obra.

Habiendo analizado el proceso de reparación de los TD'S en el capítulo anterior, procederemos ahora a analizar los tiempos de proceso y mano de obra.

Estos tiempos de proceso fueron tomados en base a datos históricos de talleres ya establecidos, por lo que no será muy aplicable en el arranque del taller considerando que el personal no tendrá la habilidad adecuada. Esto, como toda empresa que inicia nuevas actividades, será un reto para los técnicos que trabajen en esta primera etapa del taller.

Se debe tener en cuenta también, que estos tiempos de proceso considera que se tiene toda la materia prima en almacén, herramientas, espacios disponibles, moldes para bobinas, etc.

Los transformadores que se repararán en el taller son de distribución con capacidades de 15 a --- 112.5 KVA 3ø.

Es de suponerse que para T'S pequeños de 15 ó 30 KVA el tiempo es menor que uno de 75 ó 112.5 KVA, por esta razón se consideraron los tiempos promedios con más o menos 10% de variación dependiendo de la capacidad del T'S. Estos tiempos están sujetos también al diseño del T'S ya que el tipo acorazado (núcleo devanado) es más complejo que el tipo núcleo.

Estos tiempos son considerando la reparación com

pleta de una fase cambiando bobina de BT y AT.

Tiempos estimados en el proceso de reparación de -  
TD'S tipo poste, autoenfriados y sumergidos en aceite-  
de 15 a 112.5 KVA, 3Ø., 13.2 KV/220-127 Volts.

| DESCRIPCION   | HORAS | No.<br>PERSONAS |
|---|-------|-----------------|
| 1.- Descargar del camión los T'S, registrarlos tomando datos de placa e inspección visual y anotación de partes dañadas.          | 1.0   | 2               |
| 2.- Drenado de aceite, desensamble tanque conjunto núcleo-bobinas y prueba relación de transformación.                            | 1.5   | 1               |
| 3.- Desarmado del núcleo parte superior (tablero cambiador de derivaciones, laminaciones y conexiones).                           |       |                 |
| Extracción de bobina dañada (AT ó BT y AT), toma de datos de bobina, etc.   | 2.5   | 1               |
| 4.- Habilidadación bobina de AT nueva que sustituirá a la dañada.   | 7.0   | 1               |
| 5.- Habilidadación bobina de BT nueva que sustituirá a la dañada.   | 4.0   | 1               |
| 6.- Limpieza de: laminaciones, conexiones, cambiadores de derivaciones, sedimentos de carbón en el núcleo y bobinas no averiadas. | 2.0   | 1               |

7.- Limpieza de boquillas, interior y exterior del tanque.

Pintar interior y exterior del tanque incluyendo codificaciones y habilitación o cambio de empaques. 3.0 1

8.- Colocación de bobina (s) en la fase reparada.

Armar el núcleo parte superior (tablero cambiador de derivaciones, - conexión derivaciones, soldar sola BT y colocación de laminaciones) probar relación de transformación y secar conjunto núcleo-bobinas. 8.0 \* 1

9.- Probar en seco: Resistencia de aislamiento (Megger) y a voltaje nominal en circuito abierto.

Armar el transformador colocando - el conjunto núcleo-bobinas ya impregnado en su tanque, conexión de boquillas y llenado de aceite nuevo o regenerado previamente probado. 2.5 2

10.- Realización de las pruebas comerciales (incluyendo dos horas en la prueba de hermeticidad). 3.0 1

T o t a l 34.5 Hrs.

\*.- Este tiempo no incluye el tiempo de secado ya que no se considera como tiempo hora-hombre.

Tiempo total promedio de reparación de una fase completa tomando en cuenta tiempo horas-hombre: 34.5-Horas.

Como se menciona anteriormente, la cantidad de T'S a reparar mensualmente es de 22 TD'S. Esta cantidad puede variar dependiendo del tipo de falla del T'S.

De experiencias en el campo, se tienen los siguientes porcentajes aproximados de fallas en los T'S:

| TIPO DE FALLA                      | %  |
|------------------------------------|----|
| Una fase AT quemada                | 70 |
| Dos fases AT quemadas              | 20 |
| Una fase completa (AT y BT)        | 7  |
| Tres fases AT quemadas u otro tipo | 3  |

De acuerdo con estos porcentajes de fallas, de un lote de 22 TD'S el 90% estarán fallados de una y dos fases de AT.

Las especificaciones de CLFC establecen que un transformador fallado de una o cualquier fases, la reparación debe ser integral, es decir, que debe reconstruirse el transformador cambiando las tres fases completos (AT y BT).

Inspeccionando el conjunto núcleo-bobinas se puede determinar el grado de envejecimiento del aislamiento (papel y barniz aislante del conductor). Si la falla es por sobrecarga, por llegar el T'S a su vida media de operación, etc. se puede considerar que el aparato requiere una reparación integral, pero cuando la falla ocurrida haya sido por algún arco eléctrico entre AT y núcleo o entre espiras que afectó únicamente una

fase estando las otras fases intactas, se puede hacer la reparación parcial cambiando la bobina de AT ó AT y BT.

De acuerdo con estos tiempos de proceso, para poder reparar un promedio de 22 a 23 T'S por mes, necesitamos contar con el personal mínimo necesario para operar satisfactoriamente el taller.

Como la reparación de un T'S involucra siempre la habilitación de bobinas ya sea de AT como de BT, - necesitamos contar con devanadores que puedan satisfacer la demanda de trabajo.

El siguiente cuadro muestra las horas-hombre del devanador para el lote de 23 T'S, porcentaje del tipo de falla y tiempo de proceso de bobina.

C U A D R O 1

| T'S              | 23 TD'S de 15 a 112.5 KVA, 3 $\phi$ |                |                     |                       |             |             |                |                 |
|------------------|-------------------------------------|----------------|---------------------|-----------------------|-------------|-------------|----------------|-----------------|
| Bobinas quemadas | 1 $\phi$<br>AT                      | 2 $\phi$<br>AT | 1 $\phi$<br>AT y BT | 3 $\phi$ *<br>AT y BT | Horas<br>AT | Horas<br>BT | Total<br>Horas | Dias<br>Habiles |
| NO.              |                                     |                |                     |                       |             |             |                |                 |
| 1                | 15                                  |                |                     |                       | 7           |             | 105            | 13              |
| 2                |                                     | 5              |                     |                       | 7           |             | 35             | 4.4             |
| 3                |                                     |                | 2                   |                       | 7           | 4           | 11             | 1.4             |
| 4                |                                     |                |                     | 1 **                  | 7           | 4           | 34             | 4.3             |
| TOTAL            | 15                                  | 5              | 2                   | 1                     | 7           | 4           | 185            | 23.1            |

\* Reparación integral: tres bobinas de AT y tres de BT

\*\* La probabilidad de que llegue un T'S con las tres - fases quemadas puede considerarse como uno por cada 46 T'S que lleguen al taller.

Este cuadro muestra que un solo devanador podría satisfacer la demanda de trabajo, aunque esto es ideal, ya que siempre existen horas muertas que deben compensarse, aparte de que el devanador no tendrá la suficiente habilidad en el inicio del taller.

El personal necesario considerando los inconvenientes del inicio de operaciones, será la siguiente tomando en cuenta los tiempos de proceso.

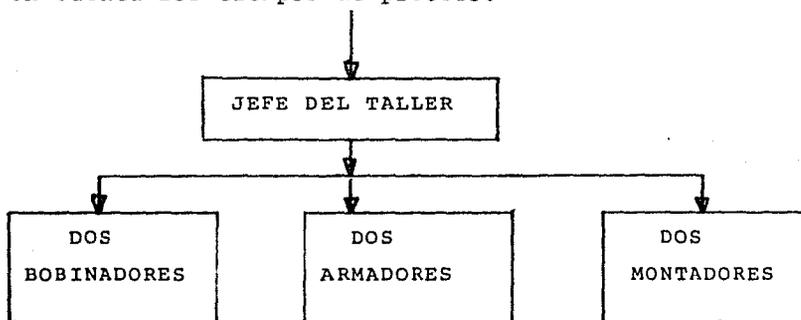


FIG 4.1 Organigrama del área técnica.

Este organigrama propuesto, representa el área técnica en el cuál se ejecutan operaciones como:

- a) Planeación y control del proceso de reparación o reconstrucción de TD'S
- b) Mantener los niveles de confiabilidad establecidos por el cliente y por el propio taller.
- c) Pruebas de control de Calidad
- d) Control de Inventarios
- e) Elaboración de presupuestos
- f) Recepción y entrega de T'S
- g) Planes de Capacitación
- h) Programas de Seguridad Industrial

### Descripción de Puestos

Nombre del puesto: Jefe de Taller.

Desarrolla las funciones del área técnica.

#### ACTIVIDADES:

- Realiza todas las pruebas comerciales a los TD'S
- Planea y controla las reparaciones
- Efectúa cotizaciones
- Diagnostica Fallas
- Control de Inventarios
- Rediseño de TD'S
- Balanceo de cargas de trabajo
- Mantenimiento de maquinaria y equipo
- Programas de capacitación
- Programas de seguridad Industrial

#### CONOCIMIENTOS:

- Operación y mantenimiento de equipo mecánico, de medición y de pruebas a TD'S existentes en el taller.

Nombre del puesto: Embobinador

#### ACTIVIDADES:

- Selección y verificación de los materiales utilizados para la construcción de bobinas.
- Selección de molde para manufactura de bobina
- Corte y conformación de los materiales aislantes para fabricación de partes.
- Devanado de bobinas de alta y baja tensión
- Selección de barnices aislantes.
- Compacta bobinas

**CONOCIMIENTOS:**

- Interpretación de planos eléctricos
- Conocer clasificación de materiales aislantes y conductores.
- Medicion de calibre de aislantes y conductores.
- Técnicas de corte y doblado de materiales aislantes
- Devanado de bobinas
- Soldar con cautín
- Conocimientos elementales de electricidad.

**HABILIDADES:**

- Devanado de bobinas

Nombre del puesto: Armador

**ACTIVIDADES:**

- Desarmado del conjunto núcleo-bobinas
- Separar bobinas quemadas del núcleo
- Limpieza de laminación
- Llenado de forma para toma de datos de las bobinas
- Armado de bobina al núcleo
- Auxilia al Jefe de Taller en pruebas de relación de transformación y aislamiento en las bobinas nuevas.
- Efectúa conexiones.
- Lleva conjunto núcleo-bobinas al horno

**CONOCIMIENTOS:**

- Interpretación de planos
- Soldar con cautín, oxiacetileno y eléctrica
- Conocimientos elementales de (Megger, TTR) operación

- de equipo de medición
- identificar polaridad del transformador
- Conocer diferentes tipos de arreglo interno en las TD'S
- Conocer conexiones (DELTA, ESTRELLA Y COMBINACIONES ).
- Identificar diferentes tipos de bobinas.

**HABILIDADES:**

Ensamble correcto de núcleos y conjunto de bobinas

Nombre del puesto: Montador

**ACTIVIDADES:**

- Transporte de transformadores
- Recepción de transformadores
- Auxilia al Jefe de Taller a efectuar pruebas de recepción.
- Destapado de tanque
- Extracción de aceite del tanque
- Extracción núcleo-bobinas del tanque
- Limpieza de tanque y lavado
- Llenado de aceite al transformador
- Ensamble del núcleo-bobinas a su tanque y ensamble final del transformador
- Pintado y rotulado del tanque

**CONOCIMIENTOS:**

- Opera eficientemente el equipo para levantamiento de transformadores.

- Uso e identificación de juego de llaves y dados.
- Opera bomba de aceite
- Operación de limpieza del equipo de pintura.
- Selección y preparación de pinturas.

#### 4.2 Areas de servicio y Distribución de Planta (Lay-out)

Habiendo analizado en el capítulo anterior el proceso de reparación o reconstrucción de TD'S, procederemos en este capítulo al estudio de distribución de planta y áreas de servicio de cada uno de los pasos que consta la reparación de los TD'S.

Para la instalación del taller en el ITRZ , se ocupará una nave techada con una superficie de 144 Mts<sup>2</sup> - ( 24 X 6). En base a la cantidad de TD'S por reparar mensualmente, se determinarán las áreas necesarias para cada uno de los pasos del proceso de reparación y determinar si es o no necesario ocupar mayor superficie de la disponible.

Como indica el plano A-1, existe en el ITRZ unas -- áreas techadas que actualmente estan disponibles, los que servirán para la instalación del taller. El análisis de distribución de planta se realizó desde el punto de vista económico y operativo como son:

- a) Principio del movimiento de mínima distancia
- b) Principio del flujo
- c) Principio de espacio cúbico.- Uso efectivo de toda el área.
- d) Principio de satisfacción y seguridad
- e) Principio de flexibilidad

Se proyectó el taller para reparar un promedio de -- 23 TD'S mensuales (aproximadamente un T'S por día), -- dependiendo del tipo de falla en el aparato.

Las superficies necesarias para cada proceso, de acuerdo a la superficie disponible, es como sigue:

1. Area de recepción de TD'S

Para la recepción de los T'S, se ocupará una superficie sin techar en la parte sur de la nave, con un área de 30 Mts<sup>2</sup> ( 6X5 Mts<sup>2</sup> ). Superficie suficiente para la cantidad de T'S que se moveran mensualmente.

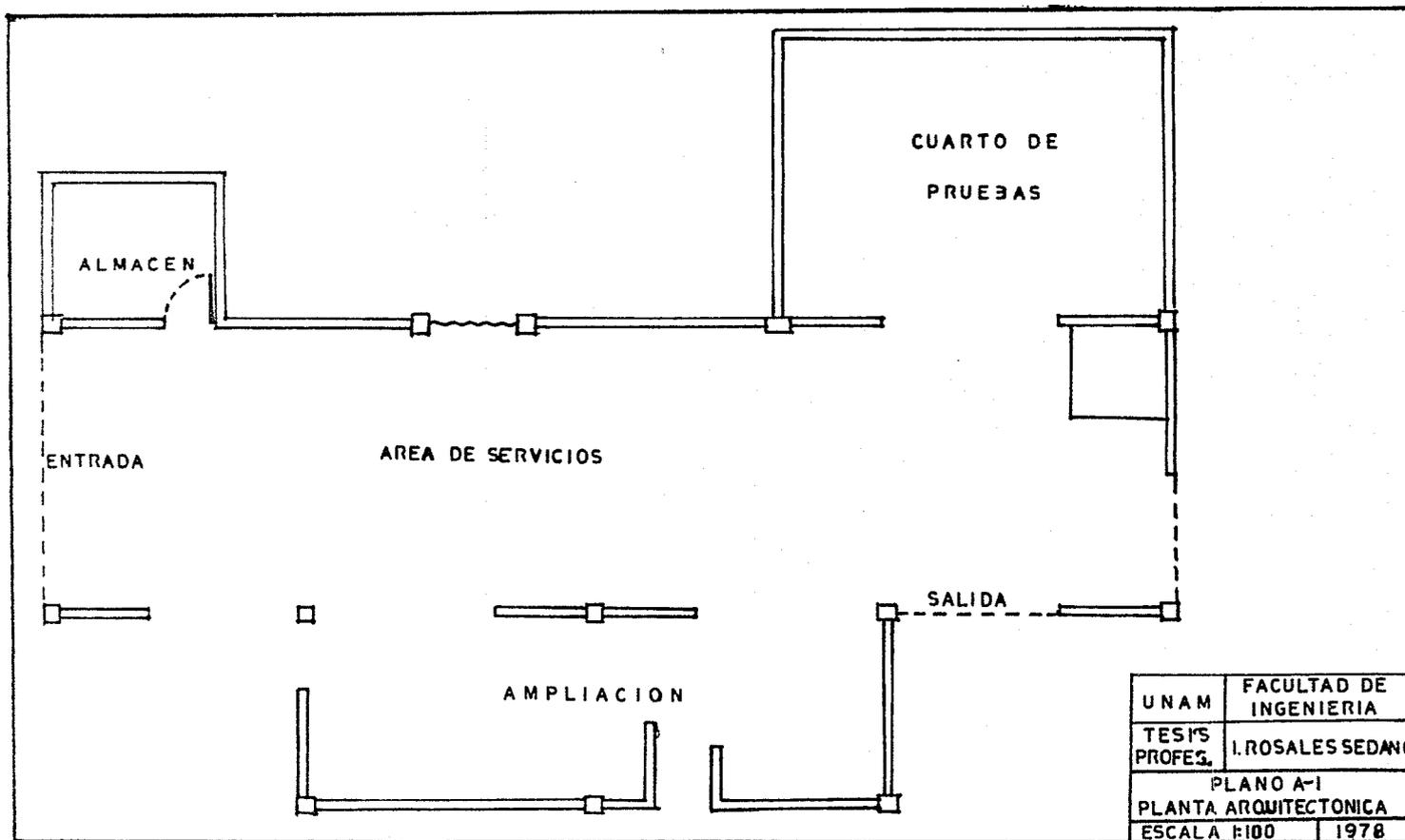
Los T'S se acomodarán por capacidad ( 15,30,45 y -- 75 KVA ) para mayor facilidad de operación.

2. Area de desensamble tanque-conjunto núcleo-bobinas.

Se tendrá una superficie de trabajo de 10 Mts<sup>2</sup> --- ( 5X2 Mts<sup>2</sup> ) que servirá para: drenado de aceite, - desensamble tanque- núcleo-bobinas, diagnóstico de falla (TTR) y toma de datos de placa (detección de falla y toma de datos puede hacerse también en recepción de TD'S).

3. Area Conjunto núcleo-bobinas

En esta área de trabajo, con una superficie de 13.5- Mts<sup>2</sup> ( 4.5 X 3 Mts<sup>2</sup> ) servirá para colocar el conjunto núcleo-bobinas y realizar todas las operaciones de reparación como son: Desarmado del núcleo -- (parte superior), extracción de la(s) bobina (s) dañada(s); limpieza de cambiador de derivaciones y conexiones, limpieza de láminas y de núcleo; colocación de bobina(s) nueva(s); armado de núcleo, cambiador de derivaciones, conexiones y prueba parcial de relación de transformación (TTR). La cantidad de núcleo-bobinas en proceso será de cuatro a cinco -- por semana, los que deben estar terminados y probados en el sexto día. Se debe tener en cuenta, que no es posible tener un flujo continuo en el proceso ya que las reparaciones son diferentes y los tiempos también.



4. Area de Bobinadoras

El área necesaria para alojar las bobinadoras (dos bobinadoras en el inicio de operaciones) es de 10 Mts.<sup>2</sup> -- ( 4 x 2.5 Mts.<sup>2</sup> ). En esta superficie se aloja las bobinadoras, el operador y la distancia requerida al portacarrete del conductor.

5. Area de Secado

Para el área de secado se construirá un horno eléctrico de acuerdo con las necesidades requeridas, teniendo las siguientes dimensiones 2.3 X 1.8 X 1.3 Mts.<sup>3</sup> ( 5.4 Mts.<sup>3</sup> ); Con éste volumen se podrán secar hasta cuatro transformadores al mismo tiempo.

6. Area de Limpieza y Pintura

Para el servicio de limpieza y pintura, se propone una ampliación de la nave existente, debido a que la disponible no es suficiente tomando en cuenta las áreas libres o de acceso mínimas que deben existir. Esta ampliación es pequeña sin necesidad de hacerse con las mismas dimensiones de cavidad zonal que la principal. Es necesario que se tenga una buena ventilación para disipar todos los solventes producidos.

El área necesaria para limpieza y pintura es de 2.5 X 7.0 Mts.<sup>2</sup> ( 17.5 Mts.<sup>2</sup> ).

7. Area de ensamble Tanque-Núcleo Bobinas

La superficie para el ensamble del conjunto núcleo bobinas al tanque será también una ampliación del edificio principal. De acuerdo con la producción estimada de un T's por día el área requerida es pequeña siendo la estimada de 3.5 X 3.0 Mts.<sup>2</sup> ( 10.5 Mts.<sup>2</sup> ). En esta -

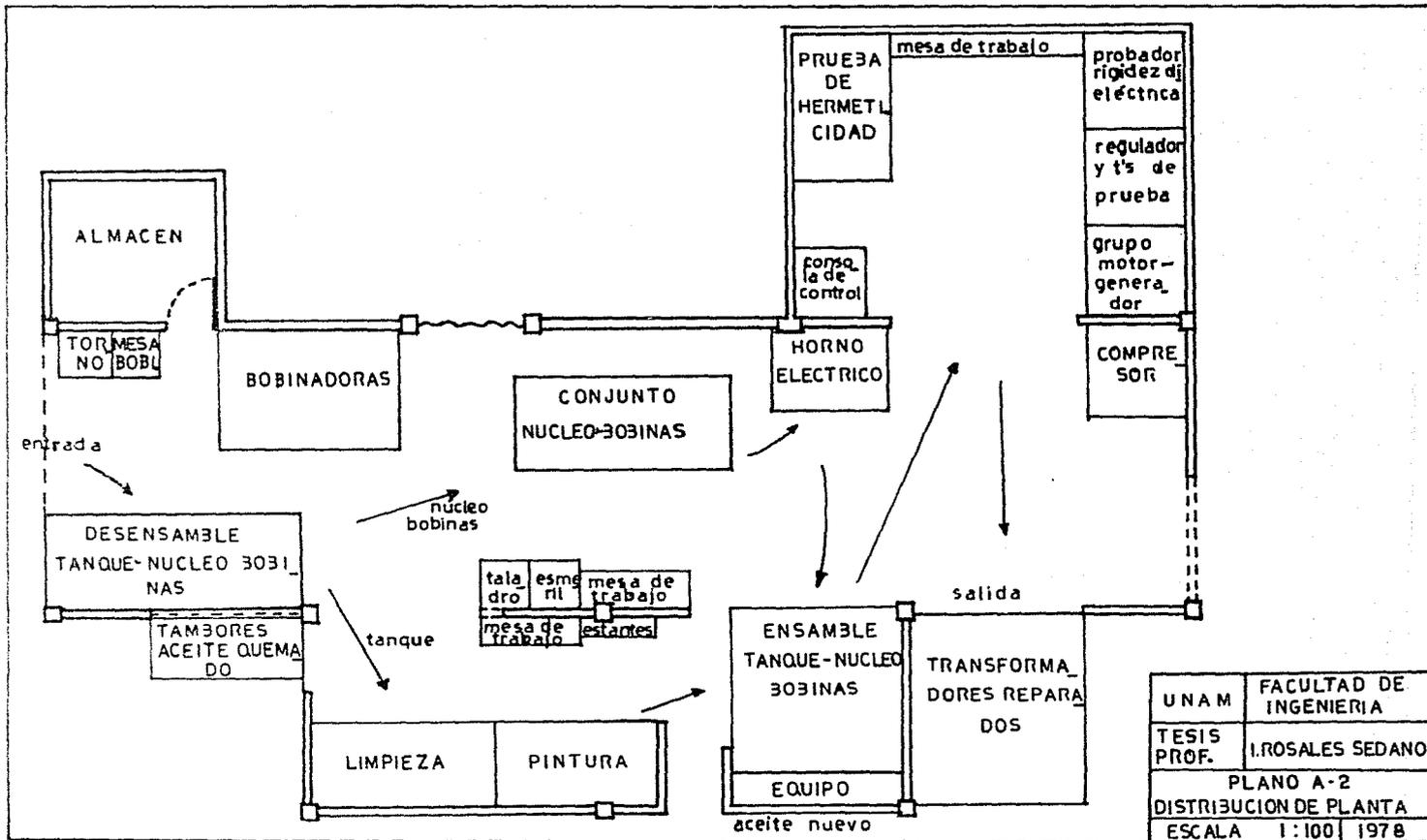
superficie se alojará también el equipo para el llenado de aceite y el filtro-prensa.

#### 8. Area de Pruebas Eléctricas

Para el laboratorio de pruebas se tiene una superficie disponible de  $8.0 \times 6.0$  Mts.<sup>2</sup> (  $48.0$  Mts.<sup>2</sup> ). Como se tendrán pruebas de alta tensión, el cuarto es idoneo ya que tiene las dimensiones de altitud suficientes para el máximo voltaje de prueba que se tendrá. El área es suficiente para alojar al equipo de prueba, -- consola de medición y control, etc.

La distribución de planta ( lay-Out ) se muestra en el plano A-2 donde se muestran todas las áreas analizadas y el flujo de proceso.

Esta distribución es la más funcional desde el punto de vista del análisis de proceso tomando en cuenta -- que se adaptó el proyecto a la construcción ya existente.



|                        |                        |
|------------------------|------------------------|
| UNA M                  | FACULTAD DE INGENIERIA |
| TESIS PROF.            | I. ROSALES SEDANO      |
| PLANO A-2              |                        |
| DISTRIBUCION DE PLANTA |                        |
| ESCALA                 | 1:100 1978             |

## 5. Maquinaria y equipo e instalación eléctrica.

## 5.1 Maquinaria, equipo de pruebas y medición.

El taller de reparación de TD's contará con la maquinaria y equipo eléctrico adecuado para sus funciones. Es menester que para poder cumplir con los objetivos que se han fijado, es necesario disponer de los medios de producción que se requieren en la reparación, tanto para la manufactura como para las pruebas eléctricas que se aplicarán.

En el país existen algunos talleres de TD's que operan sin contar con - - equipo para la realización de pruebas como son las de potencial aplicado e inducido, entre otras, que son las que nos determinan realmente si un T's está en condiciones de soportar las sobretensiones y esfuerzos mecánicos a que se verán sometidos en operación.

Las pruebas de relación de transformación (TTR) y resistencia dieléctrica (megger) nos determinan únicamente la relación de vueltas en los devanados y la cantidad de humedad en los aislamientos, pero esto no es suficiente, ya que no podemos saber si los materiales aislantes utilizados en la reparación son los adecuados.

La maquinaria, equipo eléctrico, medición y herramienta se indica a - continuación:

EQUIPO MECANICO

| <u>DESCRIPCION</u>  | <u>COSTO TOTAL</u> |
|---|--------------------|
| 1. Dos bobinadoras con motor de inducción 3 fases, de 1 HP tipo jaula de ardilla (casero) | 14,000.00          |
| 2. Una guillotina para papel con accionamiento manual                                     | 4,000.00           |
| 3. Un polipasto o malacate con capacidad de dos toneladas                                 | 9,000.00           |
| 4. Una grúa móvil de 1 tonelada accionada con gato hidráulico marca ERKO de Aeroquip Mex. | 12,000.00          |

|     |   |           |
|-----|---|-----------|
| 5.  | Un torno para madera y otros usos, distancia máxima entre puntos de 600 mm.         | 35,000.00 |
| 6.  | Un taladro de columna, capacidad del taladro de 1/2"                                | 14,000.00 |
| 7.  | Un esmeril doble  | 2,100.00  |
| 8.  | Un horno eléctrico de 7 KW de calor disipado, hecho con láminas de asbesto (casero) | 18,000.00 |
| 9.  | Una sierra circular manual  | 3,200.00  |
| 10. | Una bomba de vacío para producir un vacío máximo de 7.5 mmhg, con motor de 3/4 HP.  | 18,000.00 |
| 11. | Un filtro prensa con motor de 1 HP y gasto de 18 Lts/min.                           | 33,000.00 |
| 12. | Bomba para circulación de aceite con motor de 3/4 HP.                               | 5,000.00  |
| 13. | Equipo de autógena (oxígeno y acetileno), con boquillas para soldar y corte (# 13)  | 3,000.00  |
| 14. | Una soldadora eléctrica   | 18,000.00 |
| 15. | Un compresor de 3/4 HP  | 6,000.00  |

EQUIPO PARA PRUEBAS

| <u>DESCRIPCION</u>  | <u>COSTO TOTAL</u> |
|---|--------------------|
| 1. - Un megger de 1000 volts C. D. de cero a 2500 megohms, accionamiento manual marca Mitsubishi o National.  | 7,000.00           |
| 2. - Equipo probador de relación de transformación "TTR" rango de 0.01 a 129.999  | 50,000.00          |
| 3. - Equipo probador de rigidez dieléctrica de 60 KV, incluyendo sección de alto voltaje .  | 108,000.00         |
| 4. - Un regulador de tensión o VARIAC. Entrada: 220 volts, 30 amperes, 7 KVA, 2 fases. Salida: De 0 a 220 volts, 30 amperes, marca General Radio Co. tipo 508.  | 12,000.00          |
| 5. - Un transformador de prueba relación 220/50000 volts, 23/0.1 amperes capacidad de 5 KVA, 2 fases, diseño especial.  | 70,000.00          |
| 6. - Un grupo motor generador, con las siguientes características:<br><br>Motor de inducción tipo jaula de ardilla 220/440 volts, 2 polos, 3 fases, 25 HP, 3600 RPM.<br><br>Generador síncrono de 220 a 660 volts y 120 HZ de salida, 15 KVA, 0.8 f. p. ,4 polos ,3 fases, 125 volts C.D. (el campo se alimentará por medio de baterías). | 85,000.00          |
| 7. - Una carga de nitrógeno alta pureza, con regulador de presión y manómetro.  | 3,000.00           |
| 8. - Un indicador de secuencia de fases de 50 a 450 volts tipo rotatorio, marca Keihin Densokki Modelo PI-11.   | 1,800.00           |

EQUIPO DE MEDICION

|      | <u>DESCRIPCION</u>   | <u>COSTO TOTAL</u> |
|------|--|--------------------|
| 1.-  | Un voltmetro de C. A. para instalarse en tablero escala de cero a 750 volts, con multiplicador externo marca IUSA. | 1, 117.00          |
| 2.-  | Dos ampérmetros de C. A. para instalarse en tablero, escala de cero a 15 amperes, tipo 2102 (Z11-21) Marca IUSA.   | 1, 902.00          |
| 3.-  | Un ampérmetro de C. D. instalación en tablero, escala de cero a 10 amperes, tipo 2101-R(Z11-11) marca IUSA.        | 713.00             |
| 4.-  | Un voltmetro de C. D. instalación en tablero, escala de cero a 150 volts, tipo 2101-VO (Z11-11) Marca IUSA.        | 713.00             |
| 5.-  | Dos wátmetros monofásicos, instalación en tablero, escala 220 V5A, tipo 2105-D (Z11-31) Marca IUSA.                | 4, 026.00          |
| 6.-  | Un frecuencímetro de lengüetas, instalación en tablero, escala 115-125 cps.  | 2, 214.00          |
| 7.-  | Un voltmetro de C. A. instalación en tablero, escala de cero a 220 volts, tipo 2102 (Z11-21) marca IUSA.           | 951.00             |
| 8.-  | Un transformador de potencial (TP), relación 300/1   | 18, 000.00         |
| 9.-  | Un tacómetro   | 1, 800.00          |
| 10.- | Un multímetro portátil tipo gancho   | 1, 015.00          |
| 11.- | Un multímetro portátil tipo caja   | 950.00             |
| 12.- | Accesorios y conexiones  | 3, 000.00          |

HERRAMIENTAS Y ACCESORIOS

| <u>PART.</u> | <u>D E S C R I P C I O N</u>   | <u>CANT.</u> | <u>COSTO TOTAL</u> |
|--------------|--|--------------|--------------------|
| 1            | PRENSAS TIPO "C" 40 cm. long.  | 2            | 310.00             |
| 2            | JUEGO DE LLAVES DE CUBO  | 1            | 2,116.00           |
| 3            | JUEGO DE LLAVES DE ESTRIAS   | 1            | 952.00             |
| 4            | JUEGO DE LLAVES ESPAÑOLAS  | 1            | 1,869.00           |
| 5            | PINZAS DE ELECTRICISTA   | 3            | 615.00             |
| 6            | PINZAS DE PUNTA  | 3            | 519.00             |
| 7            | TRONZADOR DE ALAMBRE Y SOLERA  | 1            | 385.00             |
| 8            | CAUTIN ELECTRICO DE PUNTA 127 VOLTS, 150 WATTS                         | 3            | 615.00             |
| 9            | LLAVE INGLESA 1-1/2"   | 1            | 205.00             |
| 10           | LLAVE TIPO PERICO # 15   | 2            | 664.00             |
| 11           | ARCO Y SEGUETAS  | 3            | 390.00             |
| 12           | BASAS CON MANERAL DE ACERO DE BOLA CIRCULAR                            | 3            | 570.00             |
| 13           | JUEGO DE DESARMADORES  | 1            | 316.00             |
| 14           | TIJERAS PARA LAMINA  | 2            | 440.00             |
| 15           | FLEXOMETRO   | 4            | 332.00             |
| 16           | TALADRO DE MANO  | 1            | 750.00             |
| 17           | TORNILLO SINFIN DE BANCO   | 2            | 2,090.00           |
| 18           | BANCOS DE TRABAJO  | 3            | 5,550.00           |
| 19           | ANAQUELES PARA ALMACENAMIENTO DE MATERIALES                            | 1            | 1,800.00           |
| 20           | BROCHAS DE CERDAS DE 3"  | 5            | 160.00             |
| 21           | CARETA PARA SOLDADOR Y GOGLES  | 1            | 380.00             |
| 22           | EXTINGUIDORES DE POLVO QUIMICO   | 3            | 2,550.00           |
| 23           | CRIBA DE ALAMBRE No. 14 (ROLLO)  | 2            | 860.00             |
| 24           | CEPILLO DE SOLDADOR  | 4            | 64.00              |
| 25           | TARIMA DE MADERA 5X4 MTS2 (CUARTO DE PRUEBAS) Y TAPETE ANTI-DERRAFANTE | 1            | 1,850.00           |

## 5.2. INSTALACION ELECTRICA

### 5.2.1 ALUMBRADO

Este proyecto de alumbrado es un complemento de la instalación existente. Sabemos que un nivel de iluminación adecuada proporciona un estado de ánimo agradable, aparte que disminuye la fatiga en los ojos provocado por la fijación de la vista en el objeto de trabajo.

La nave estructural donde se instalará el taller tiene un nivel de iluminación adecuada durante el día, sin necesidad de utilizar luz artificial (el medio ambiente en Zacatepec es caluroso), por lo que la iluminación se utilizará en el turno nocturno por un promedio de tres horas diarias (hasta las 21 horas).

Considerando que el trabajo a desarrollar no es muy meticuloso, se tomará un nivel de iluminación promedio de 250 lux.

Se utilizarán luminarias fluorescentes "Luz de día", alta emisión de mercurio, dos lámparas por unidad, con las siguientes características:

|  |                      |
|--|----------------------|
| LUMENS POR LAMPARA - - - -                 | 2180                 |
| TIPO - - - - -                             | Slimline T-38 (T-12) |
| WATTS POR LAMPARA. - - - -                 | 39                   |
| LONGITUD DEL TUBO - - - - -                | 1.22 MTS.            |
| VOLTS DE ARRANQUE Y<br>OPERACION - - - - - | 385 Y 100 VOLTS      |
| VIDA PROMEDIO- - - - -                     | 9000 HORAS           |
| LUMENS INICIAL - - - - -                   | 2500                 |

## DATOS DE LA BALASTRA

TIPO- - - - - F48-T12/EI

No. DE LAMPARAS - - - - - 2 X 38 WATTS

TENSION DE LINEA - - - - - 220 VOLTS

PESO - - - - - 3.2 KG.

Para poder calcular el número de lámparas suficientes para el nivel de iluminación deseado, necesitamos conocer las dimensiones del cuarto, altura de montaje, porciento de reflexión, etc.

De la superficie total que ocupará el taller, la dividiremos en tres áreas: Area principal ( $A_1$ ), área de montaje y limpieza ( $A_3$ ) y área de Laboratorio ( $A_2$ ).

$A_1$  : AREA PRINCIPAL

## DIMENSIONES DEL CUARTO

Longitud (L)- - - - - 24 Mts.

Ancho (a) - - - - - 6.0 Mts.

Altura promedio (h) -- 4.5 Mts.

Area (A)- - - - - 144 MTS<sup>2</sup>

De acuerdo con los materiales utilizados en el construcción de la nave, se tienen los siguientes porcentajes de reflexión:

Superficie reflejada

Techo - - - - - 80%

Pared - - - - - 50%

Piso - - - - - 20%

según la tabla de reflexiones recomendadas en % del Manual Eléctrico de Phelps Dodge, S. A. La altura de montaje de las luminarias es de 3.5 mts.

El método a emplearse es el de cavidad zonal.

La altura de la superficie de trabajo será 0.70 mts. a nivel del piso.

La altura de cavidad es:

Del Cuarto: h - - - - - 2.8 Mts.

Del Techo: h - - - - - 1.0 Mts.

Del Piso: h - - - - - 0.70 Mts.

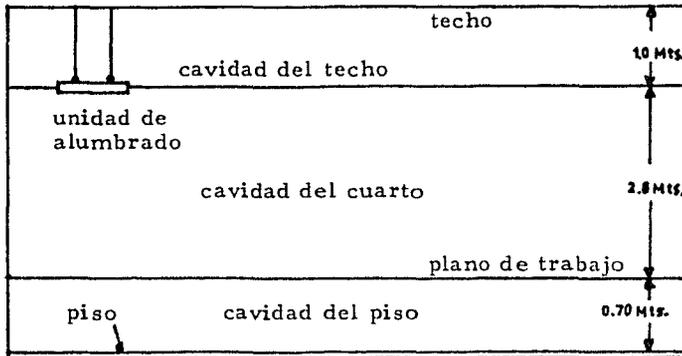


FIG. 5.1 NOMENCLATURA DE CAVIDAD POR ZONAS

Con estos datos podemos calcular la relación de cavidad

$$\text{RELACION DE CAVIDAD} = \frac{5 \times h \times (1+a)}{1 \times a}$$

Del cuarto:

$$R = \frac{5 \times 2.8 \times (24.6)}{24 \times 6}$$

$$R = 2.9$$

Del techo:

$$R = 1.04$$

Del Piso.

$$R = 0.73$$

Con estos datos de relación y con las tablas de reflexión efectiva de la cavidad del piso o techo del Manual Eléctrico, encontramos los valores del coeficiente de utilización (CU), factor de mantenimiento (FM) y el porcentaje de eficiencia por reflexión.

|                       |       |      |
|-----------------------|-------|------|
| FM                    | _____ | 0.8  |
| CU                    | _____ | 0.48 |
| R DEL CUARTO          | _____ | 2.9  |
| R DEL TECHO           | _____ | 1.04 |
| $\eta$ DE REFLEXION   | _____ | 66%  |
| R DEL PISO            | _____ | 0.73 |
| $\eta$ DE REFLEXION - | _____ | 19%  |

El nivel de iluminación deseado es de 250 lux; por lo tanto, el número de lámparas para este nivel es:

$$\text{No. de lámparas} = \frac{\text{Area del piso} \times \text{Lux deseados}}{\text{Lámparas por unidad de alumbrado} \times \text{lúmenes} \times \text{lámpara} \times \text{Cu} \times \text{FM.}}$$

$$\text{No. de lámparas} = \frac{144 \times 250}{2 \times 2180 \times 0.48 \times 0.8}$$

$$\text{No. de lámparas} = 22$$

Se instalarán 24 lámparas, con un nivel de iluminación de 279 lux.

La distribución de las unidades (dos lámparas por unidad) se muestra en el plano A-3.

## A2: AREA DEL LABORATORIO

Siguiendo el mismo procedimiento, calculemos el número de lámparas para iluminar esta superficie de  $2 \times 6$  MTS<sup>2</sup>. (48 MTS<sup>2</sup>).

La altura de montaje es la misma, así como la altura del cuarto, del techo y del piso.

Calculando los valores de relación (R) obtenemos los siguientes datos:

|                     |       |      |
|---------------------|-------|------|
| FM                  | ----- | 0.8  |
| CU                  | ----- | 0.48 |
| R DEL CUARTO        | ----- | 4    |
| R DEL TECHO         | ----- | 1.25 |
| $\eta$ DE REFLEXION | ----- | 60%  |
| R DEL PISO          | ----- | 0.87 |
| $\eta$ DE REFLEXION | ----- | 19%  |

$$\text{No. de lámparas} = \frac{48 \times 250}{2 \times 2180 \times 0.42 \times 0.8}$$

$$\text{No. de lámparas} = 8$$

$$\text{Lux} = 250$$

## A3: AREA DE ENSAMBLE Y LIMPIEZA.

Nivel de iluminación deseada - 250 lux

Superficie a iluminar - 48 MTS<sup>2</sup>.

No. de Lámparas - 8

Nivel de iluminación - 240 Lux

**CARGA INSTALADA DE ALUMBRADO Y CONTACTOS.**

La carga instalada de alumbrado, considerando un 20% de pérdidas por la balastra es:

Nº. de lámparas = 44

44 X 48 Watts = 2112 Watts

Volts de operación: 220 volts (Balastra)

**CONTACTOS**

Se instalarán 13 contactos monofásicos; considerando 250 watts por contacto, la carga instalada es:

13 X 250 = 3250 Watts.

La carga total instalada de alumbrado y contacto es de 5.2 KW.



### 5.2.2 INSTALACION DE FUERZA Y CUARTO DE PRUEBAS

La carga de fuerza y salidas de alimentación comprende el equipo mecánico y eléctrico como son: Bobinadoras, Torno, horno eléctrico, bomba de vacío, etc.

Se formarán dos circuitos para alimentar al equipo. El circuito C-1 dará servicio al área de ensamble tanque-conjunto núcleo bobinas alimentando equipo como son: Bomba de vacío, filtro prensa, bomba para circulación de aceite y un ramal para un taladro y esmeril.

| <u>EQUIPO</u>                    | <u>FASES</u> | <u>CARGA KW</u> |
|----------------------------------|--------------|-----------------|
| Bomba de vacío                   | 3 $\phi$     | 0.75            |
| Filtro prensa                    | 3 $\phi$     | 1.0             |
| Bomba para circulación de aceite | 3 $\phi$     | 0.75            |
| Esmeril y taladro                | 1 $\phi$ (A) | 0.5             |
| TOTAL                            |              | 3.0 KW          |

La distancia del centro de carga a la carga instalada es de 12 MTS.

Utilizando conductor calibre # 10, la caída de tensión es:

$$R = 3.35 \Omega / \text{KM.}$$

$$e = 0.00335 \times 8.2 \times 12$$

$$e = 0.4 \text{ Volts, menos del } 1\%$$

El circuito C-2 alimentará al siguiente equipo:

| <u>EQUIPO</u>  | <u>FASES</u> | <u>CARGA KW</u> |
|--|--------------|-----------------|
| Horno Eléctrico  | 3 $\phi$     | 7.0             |
| Dos bobinadoras  | 3 $\phi$     | 2.0             |
| Un interruptor tipo LD instalado en el cuarto de pruebas | 3 $\phi$     | 1.0             |
| Torno mecánico   | 1 $\phi$     | 0.5             |
| CARGA TOTAL  |              | 10.5 KW         |
| CORRIENTE  |              | 35.0 AMPS.      |

Se puede utilizar conductor calibre # 10 AWG para un factor de demanda del 85%, pero por seguridad y futuras ampliaciones utilizaremos conductor calibre # 8 AWG, del centro de carga hasta la salida al horno eléctrico. La alimentación a las bobinadoras será con conductor # 10 AWG. En el plano F-1 se muestra el circuito eléctrico de fuerza.

#### CUARTO DE PRUEBAS

En el cuarto de pruebas, el análisis se dividirá en dos secciones; la primera será analizar la instalación para el equipo de prueba de aplicado e inducido y posteriormente se analizará la consola del equipo de medición.

#### EQUIPO PARA LA PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

Para la prueba de potencial aplicado, se necesita un transformador de prueba que varíe su salida de cero a 50 KV, para probar transformadores con aislamiento hasta clase 25 KV.

En el Estado de Morelos, existen dos voltajes de operación en distribución - que son 13.8 KV y 23 KV, por lo que es necesario contar con el voltaje de -- prueba apropiado.

El circuito eléctrico para la prueba, con todo el equipo se muestra en la figura 5.1.

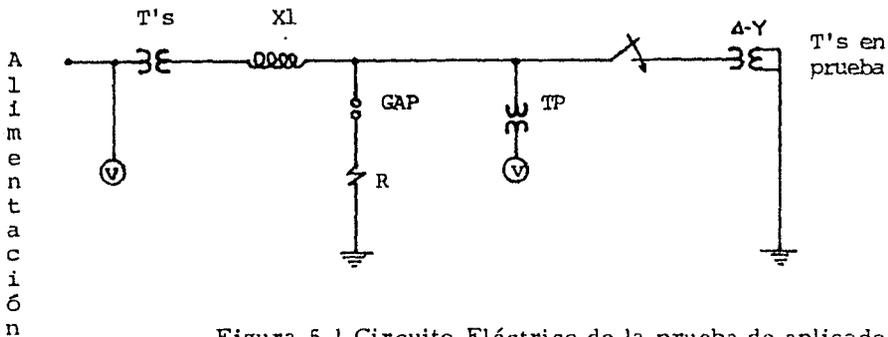


Figura 5.1 Circuito Eléctrico de la prueba de aplicado.

Para el análisis del circuito, necesitamos conocer el circuito equivalente del transformador bajo prueba conectado como se muestra en el circuito de prueba.

El circuito equivalente, visto desde el transformador de prueba es el siguiente:

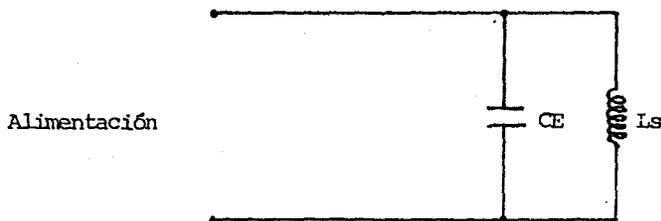


Fig. 5.2 Circuito equivalente del T's en prueba.

Donde

$L_s$  - Es la inductancia en serie de un devanado con respecto a tierra. -  
Este valor de inductancia a puede calcularse a partir del porcentaje -  
de impedancia (%Z) de placa del transformador.

$$L_s \approx \frac{\% Z \times V}{100 \times W \times I}$$

CE- Es la capacitancia equivalente resultante de las capacitancias serie (Cs) y paralelo (Cp). Estas capacitancias parásitas existen en el devanado y entre devanados.

Para poder conocer el valor de la CE, se mide directamente el valor de la capacitancia total Ct de un devanado con respecto al otro y a tierra con un puente de Shering Standard.

Los valores aproximados de la capacitancia equivalente son:

$$CE \approx \frac{1}{3} C_t \quad \text{Para transformadores conectados en estrella.}$$

$$CE \approx \frac{2}{3} C_t \quad \text{Para transformadores conectados en delta.}$$

Para los transformadores que se repararán en el taller, con capacidad hasta 112.5 KVA, la capacitancia máxima que se consideró es de  $5.0 \times 10^{-9}$  farads - la capacitancia máxima equivalente de un transformador de distribución de 34.5 KV es del orden de 1000 pf - dejándose un margen de 4 nanofarads por seguridad.

La inductancia  $L_s$  puede despreciarse comparado con la reactancia capacitiva, por lo tanto, la corriente máxima que circulará por el transformador bajo prueba es:

$$I = \frac{V}{X_c} = JWCV$$

$$I = J 2 \times 3.1416 \times 60 \times 5 \times 10^{-9} \times 50 \text{ KV}$$

$$I = 94248.0 \times 10^{-6}, \quad I = 0.1 \text{ AMP.}$$

Con este valor de corriente calculamos la capacidad del transformador de prueba

$$S = \text{KV} \times I$$

$$S = 50 \text{ KV} \times 0.1$$

$$S = 5 \text{ KVA}$$

La reactancia  $X_l$  se calcula tomando en cuenta que un transformador está diseñado para soportar una corriente de corto-circuito equivalente a 25 veces la corriente nominal.

Se considerará una reactancia inductiva de  $400 \Omega$  ( $L = 1.2 \text{ hys}$ ) para limitar la corriente de prueba.

El circuito equivalente del circuito de la figura 5.1 se muestra en la figura 5.3

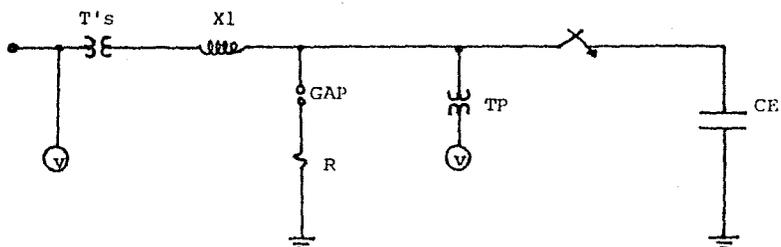


Fig. 5.3 Circuito equivalente de la prueba de aplicado

El equipo requerido para la prueba de aplicado según el circuito es:

1. - Un regulador de voltaje o Variac, 220/0-220 volts
2. - Un transformador de prueba de 220/50 KV, 5 KVA.
3. - Una reactancia inductiva (X) en serie para limitar la corriente de prueba y como protección en caso de corto-circuito en el transformador bajo prueba. El valor de la reactancia es de 400  $\Omega$ .
4. - Los explosores de protección (reliefgap) se calibran para operar a un voltaje de 10% o más del voltaje de prueba especificado. Para los voltajes de prueba que necesitamos, que es de 20 a 50 KV, el diámetro de los explosores es de 30 mm. aproximadamente.
5. - Para limitar la corriente a través de los explosores, producido por el arco eléctrico, se conecta una resistencia R no inductiva hecha de carbón -- con un valor de resistencia aproximada de un ohms por volts, conectado en serie con la bayoneta del explosor aterrizado. El valor de resistencia -- utilizado es de 45 K $\Omega$ .
6. - Como la capacitancia de los transformadores bajo prueba es pequeña, la distorsión de la onda no es notoria, por lo que podemos utilizar un transformador de potencial (TP) conectado en las terminales de A. T. El transformador de instrumentos sirve también para proteger al operador de la A. T. La relación del transformador de potencial es de 300/1. Se debe tener cuidado con el factor de relación del transformador de potencial y los errores de relación.
7. - Voltímetros con escala de 0 a 250 volts.

### EQUIPO PARA LA PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO.

En la prueba de potencial inducido, la norma establece que debe aplicarse el doble de tensión nominal en circuito abierto. La frecuencia mínima de la onda de tensión es de 120 cps. y máxima de 400 cps, en un tiempo de 60 y 10 segundos. Como se probarán transformadores reparados, el voltaje máximo de aplicación es el 75% del doble de tensión. El equipo de prueba a instalarse será para probar transformadores con relación 23 y 13.8 KV/440-220/127 Volts.

La aplicación de la tensión de prueba se hace por el devanado de B. T. ; tomando el voltaje secundario de 440 volts.

$$V_{\text{aplicación}} = 440 \times 2 \times 0.75 = 660 \text{ Volts máximo}$$

Como el devanado de A. T. está en circuito abierto, la corriente que circula por el devanado de B. T. es la de excitación, con un valor aproximado - del 3% de la corriente nominal. Para un transformador de distribución de 150 KVA, 13.2/220-127, la corriente de excitación es del orden de 12 amps. máximo, el cual se tomará como referencia para calcular la capacidad del Moto-Generador.

Se utilizará un Generador Síncrono 3  $\phi$ , acoplado a un Motor de inducción - 3  $\phi$ .

#### GENERADOR:

La capacidad del generador síncrono es:

$$S = 1.73 \times 660 \times 12$$

$$S = 13.7 \text{ KVA}$$

Como esta capacidad no es estándar, el inmediato superior es de:

$$\underline{S = 15 \text{ KVA}}$$

Para la adquisición del moto generador se tienen dos opciones a seguir:

1. - Tener un valor constante de la frecuencia del generador con un motor de 2 polos y generador de 4 polos, dando una frecuencia de 120 cps.
2. - Variar la frecuencia de salida del generador, instalando un generador de 6 polos acoplado a un motor de 2 polos y variando la frecuencia de 120 a 180 cps,. Esto se lograría acoplado al motor un freno de disco o un clutch magnético para variar las RPM.

Como se deben cuidar dos cuestiones importantes que es lo económico y - lo técnico, en la primera opción cumplimos con estas dos cosas ya que la mínima frecuencia de prueba es el doble del nominal para evitar saturar - el núcleo magnético. Por esta razón se instalará según la primera opción. El circuito eléctrico para la prueba de inducido, con el equipo necesario y la conexión del transformador bajo prueba se muestra a continuación;

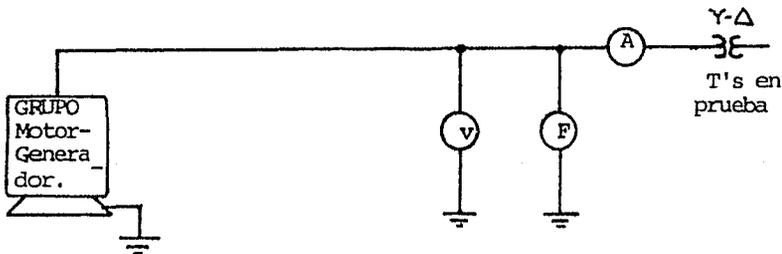


Fig. 5.4 Circuito Eléctrico para la prueba de inducido

En el cuadro 5.1, se indican los datos del moto-generador y el equipo de medición.

El motor tiene una regulación del 1.8% a plena carga, pero como el generador requiere una potencia mecánica menor de 25HP, el motor no trabajará a plena carga, por lo tanto, la frecuencia de salida del generador permanecerá casi - constante en 120 cps.

CUADRO 5.1

| DATOS DEL MOTO-GENERADOR |              |                    |           | INSTRUMENTOS DE MEDICION |
|--------------------------|--------------|--------------------|-----------|--------------------------|
| No.                      | CONCEPTO     | MOTOR              | GENERADOR |                          |
| 1                        | FASES        | 3 $\phi$           | 3 $\phi$  | UN TACOMETRO             |
| 2                        | R.P.M.       | 3600               | 3600      |                          |
| 3                        | No. POLOS    | 2                  | 4         |                          |
| 4                        | VOLTS AC.    | 220                | 220-660   | UN AMPERMETRO            |
| 5                        | VOLTS CD     | -                  | 125       |                          |
| 6                        | CORRIENTE AC | 61 PLENA CAPACIDAD | 12        | UN REOSTATO CAMPO        |
| 7                        | H.P.         | 25                 | -         |                          |
| 8                        | K.V.A.       | -                  | 15        | UN FRECUENCIMETRO        |
| 9                        | F.P.         | 0.8                | 0.8       |                          |
| 10                       | FREC.        | 60 HZ.             | 120 HZ    |                          |
| 11                       | TIPO         | INDUCCION          | SINCRONO  | UN VOLTMETRO             |
| 12                       | EFICIENCIA   | 85%                | 85%       |                          |
| 13                       | MARCA        | SIEMENS            | SIEMENS   |                          |

**EQUIPO PARA LA PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.**

Para la realización de esta prueba, se cuenta con un equipo completo el cual no requiere de instalación eléctrica especial.

El equipo que se tendrá en el taller de transformadores tiene los siguientes - datos de placa:

|                |                |
|----------------|----------------|
| MARCA:         | BALTEAU, S. A. |
| TIPO:          | EH-60          |
| VOLTS:         | HASTA 60 KV    |
| VOLTS ENTRADA: | 127 VOLTS      |
| COPA:          | ESTANDAR       |
| CALIBRACION:   | MANUAL         |

Todo el equipo de prueba se instalará a un costado del cuarto de pruebas y en una superficie de  $2.0 \times 1.6$  MTS<sup>2</sup> ( $3.2$  MTS<sup>2</sup>) por equipo, separados con criba metálica como protección al equipo y a los operadores. En el plano F-1 se -- muestra la distribución del equipo e instalación eléctrica.

Se colocará una tarima de madera cubierta con tapete de hule antiderrapante - de  $5 \times 4$  MTS<sup>2</sup> . como protección al personal durante las pruebas.

## CARGA INSTALADA EN EL CUARTO DE PRUEBAS

| <u>DE S C R I P C I O N</u>              | <u>KW</u> | <u>KVA</u> | <u>FASES</u> |
|--|-----------|------------|--------------|
| GRUPO MOTO-GENERADOR                     | 18.8      | 22.0       | 3 $\phi$     |
| TRANSFORMADOR DE PRUEBA                  | 2.5       | 5.0        | 2 $\phi$     |
| EQUIPO RIGIDEZ DIELECTRICA<br>DEL ACEITE | 1.0       | -          | 1 $\phi$     |

TOTAL: 22.3 KW

CORRIENTE: 78 AMPS. MAX.

Considerando un f. d. del 90%, la corriente máxima es de 65 amp. Se instalará conductor calibre # 6 A WG para alimentar el equipo del cuarto de pruebas. En el plano F-1 se muestra la instalación eléctrica y en el cuadro 5.2 se indica la distribución de la carga.

El material eléctrico para la alimentación a todo el equipo tanto para pruebas como para producción se muestra en el cuadro 5.3.



CUADRO 5.2  
BALANCE DE CARGA

| FASES | 2φ-2.0 KW | 1φ-3.2 KW | FUERZA<br>3φ-13 KW | FUERZA<br>1φ-0.5 KW | MOTO-GEN<br>3φ-18.8 KW | T'S. PBA.<br>2φ-2.5 KW | EQ. RGDEZ.<br>1φ-1.0 KW | TOTAL<br>KW |
|-------|-----------|-----------|--------------------|---------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|-------------|
|       | A         | 1.0       | 1.6                | 4.3                 | 0.5                    | 6.3                    |                         |             |
| B     |           | 1.6       | 4.3                |                     | 6.3                    | 1.25                   |                         | 13.45       |
| C     | 1.0       |           | 4.3                |                     | 6.3                    | 1.25                   | 1.0                     | 13.9        |

Desbalance de fases

$$A - B: \frac{13.7 - 13.45}{13.7} \times 100 = 1.8\%$$

$$B - C: \frac{13.9 - 13.45}{13.9} \times 100 = 3.2\%$$

$$C - A: \frac{13.9 - 13.7}{13.9} \times 100 = 1.4\%$$

El desbalance de carga está dentro de lo especificado por el reglamento de obras eléctricas. La carga total es de 41.0 KW instalados. Considerando un factor de demanda del 70% la carga real consumida es de 29.0 KW.

Es necesario instalar un transformador de 45 KVA para satisfacer la carga y posibles ampliaciones futuras. En la fig. 5.5 se muestra el diagrama unifilar del circuito eléctrico.

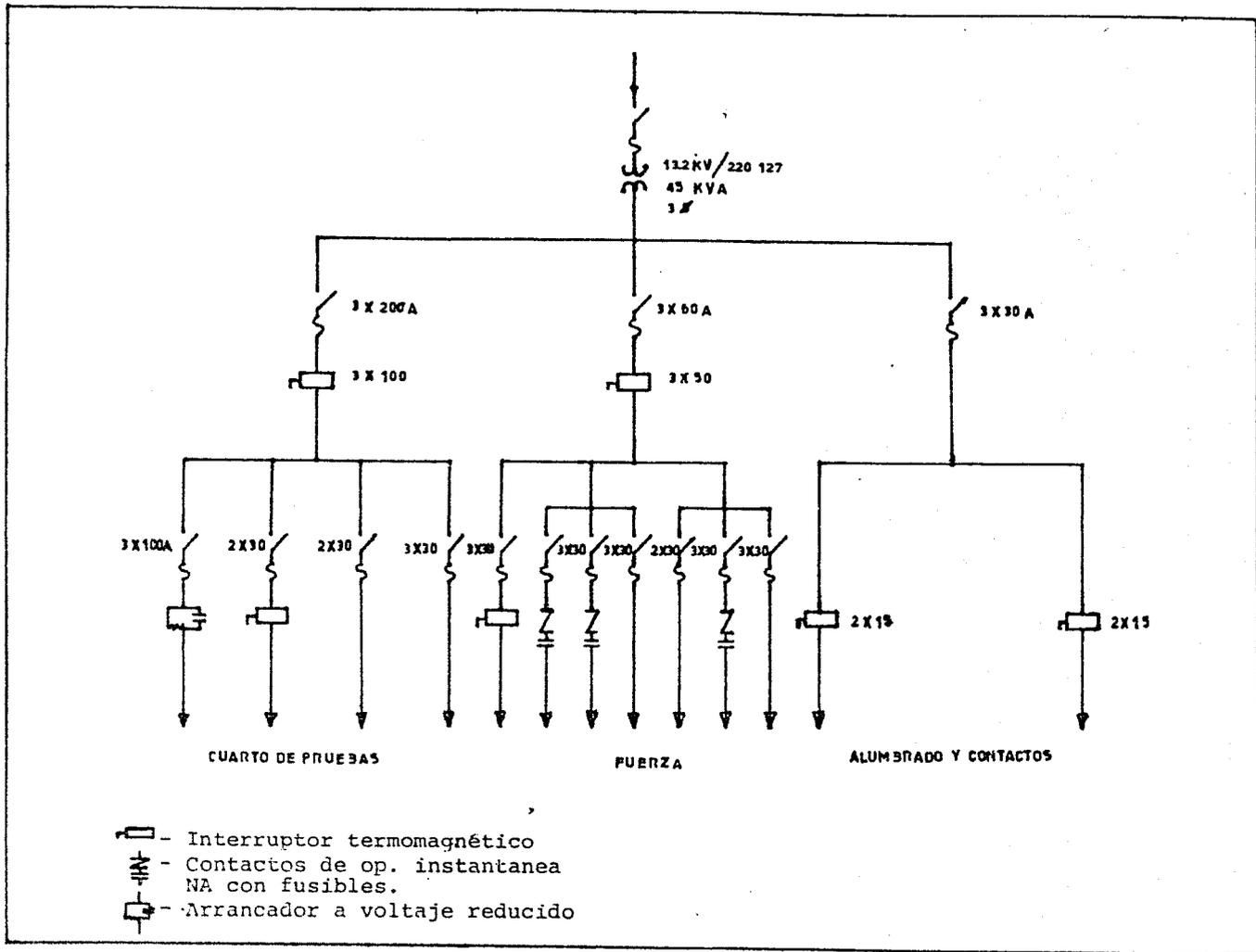


Fig. 5.5 Diagrama Unifilar

## CUADRO 5.3

| MATERIAL INSTALACION ELECTRICA |   |        |             |       |            |
|--------------------------------|---|--------|-------------|-------|------------|
| No                             | DESCRIPCION   | UNIDAD | COSTO UNIT. | TOTAL | \$ IMPORTE |
| 1                              | ALAMBRE TW # 12 AWG   | MTS.   | 3.01        | 200   | 602.00     |
| 2                              | ALAMBRE TW # 10 AWG   | "      | 4.50        | 396   | 1,777.50   |
| 3                              | ALAMBRE TW # 8 AWG  | "      | 7.60        | 60    | 456.00     |
| 4                              | ALAMBRE TW # 6 AWG  | "      | 10.50       | 35    | 367.50     |
| 5                              | CONDUIT PARED GRUESA DE:  |        |             |       |            |
|                                | 1/2" DE DIAMETRO  | TRAMO  | 42.00       | 54    | 2,268.00   |
|                                | 3/4" DE DIAMETRO  | "      | 64.30       | 10    | 643.00     |
|                                | 1-1/4" DE DIAMETRO  | "      | 88.00       | 10    | 880.00     |
| 6                              | CABLE DE COBRE PARA AT. TIPO PE-PVC # 6 AWG   | MTS.   | 70.00       | 40    | 2,800.00   |
| 7                              | CONTACTOS MONOFASICOS   | PZA.   | 12.80       | 13    | 166.40     |
| 8                              | APAGADORES MONOFASICOS  | "      | 13.30       | 8     | 106.40     |
| 9                              | UNIDAD COMPLETA DE LUMINARIA, DOS LAMPARAS POR UNIDAD Y UNA BALASTRA.                   | "      | 600.00      | 22    | 13,200.00  |
| 10                             | COPLER, CAJAS DE CONEXION, ETC.   | LOTE   | 785.00      | 1     | 785.00     |
| 11                             | INTERRUPTOR 3 FASES, TIPO LD, TIRO SENCILLO CON PORTA FUSIBLES, 220 VOLTS 3X30 A.       | PZA    | 185.00      | 8     | 1,480.00   |
| 12                             | INTERRUPTOR MONOFASICO TIPO LD, 220 VOLTS, 2 x 30A                                      | "      | 125.00      | 3     | 375.00     |
| 13                             | SUBESTACION COMPACTA CON TRANSFORMADOR DE 45 KV A, 13.2/220-127 VOLTS.                  |        | 74,500.00   | 1     | 74,500.00  |
| 14                             | ARRANCADOR MAGNETICO A TENSION PLENA 220 VOLTS, 60 HZ, 1 HP.                            | PZA    | 1,875.00    | 3     | 5,625.00   |
| 15                             | ARRANCADOR MANUAL A VOLTAJE REDUCIDO, 220 VOLTS, 60HZ, 25 HP, CORRIENTE MAXIMA 90 AMPS. | PZA    | 5,600.00    | 1     | 5,600.00   |
| 16                             | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO, 220 VOLTS, 3 FASES 3X30A                                    | PZA.   | 512.45      | 1     | 512.45     |

CUADRO 5.3

| MATERIAL INSTALACION ELECTRICA |   |        |                |       |             |
|--------------------------------|---|--------|----------------|-------|-------------|
| No.                            | DESCRIPCION   | UNIDAD | COSTO UNITARIO | TOTAL | \$ IMPORTE  |
| 17                             | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO<br>220 VOLTS, 2 X 30 AMP.  | PZA    | 475.40         | 1     | 475.40      |
| 18                             | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO,<br>220 VOLTS, 2 X 15 AMP.                                       | PZA.   | 382.00         | 2     | 764.00      |
| 19                             | INTERRUPTOR DE SEGURIDAD,<br>3 $\phi$ , TIRO SENCILLO CON PORTA-<br>FUSIBLES, 3 X 100 AMPS. | PZA.   | 975.00         | 1     | 975.00      |
| 20                             | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO,<br>3 $\phi$ , 220 VOLTS, 3 X 100 AMP.                           | PZA.   | 2,107.45       | 1     | 2,107.45    |
| 21                             | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO,<br>3 FASES, 220 VOLTS 3X50 A.                                   | PZA    | 1,875.50       | 1     | 1,875.50    |
| 22                             | INTERRUPTOR DE SEGURIDAD<br>3 $\phi$ , TIRO SENCILLO C/PORTAFU<br>SIBLES 3 X 200 AMPS.      | PZA.   | 1,795.50       | 1     | 1,795.50    |
| 23                             | INTERRUPTOR DE SEGURIDAD -<br>3 $\phi$ , TIRO SENCILLO C/PORTAFU<br>SIBLES 3 X 60 AMPS.     | PZA    | 798.30         | 1     | 798.30      |
|                                | SUBTOTAL  |        |                |       | \$129,333.0 |
|                                | 10% VARIOS  |        |                |       | 12,933.0    |
|                                | TOTAL   |        |                |       | \$142,267.0 |

### CONSOLA DEL EQUIPO DE MEDICION

El equipo de medición se instalará en un tablero fijo desde el cual se tendrá el control de todas las pruebas. El tablero trabajará hasta un voltaje de -- 660 volts.

En la fig. 5.6 se muestran las dimensiones del tablero y en la fig. 5.7 la distribución de los aparatos de medición.

El alambrado del circuito se muestra en la fig. 5.7. Todos los aparatos de medición de AC y los contactores, excepto los wáttmetros, pueden trabajar hasta 660 volts, el cual es el voltaje máximo que se tendrá en la prueba de inducido para transformadores con 440 volts en el secundario. Los transformadores de la C.F.E. operan con 220 volts del lado del secundario, pero considerando que en un futuro se reparen transformadores de la Industria Privada que utilizan 440 volts se instalará el equipo para medir hasta esta relación.

En el cuadro 5.4 se indican los aparatos de medición utilizados y los accesos necesarios para operar en forma segura el equipo.

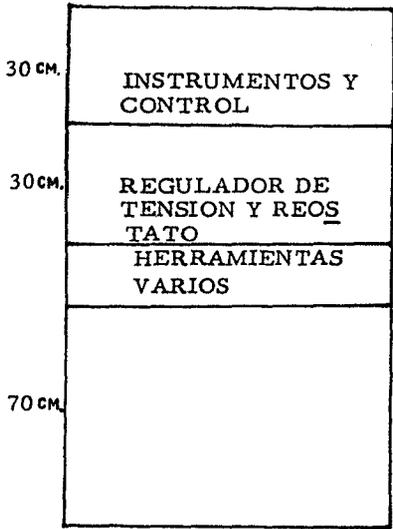
### CONSOLA DEL EQUIPO DE MEDICION

El equipo de medición se instalará en un tablero fijo desde el cual se tendrá el control de todas las pruebas. El tablero trabajará hasta un voltaje de -- 660 volts.

En la fig. 5.6 se muestran las dimensiones del tablero y en la fig. 5.7 la distribución de los aparatos de medición.

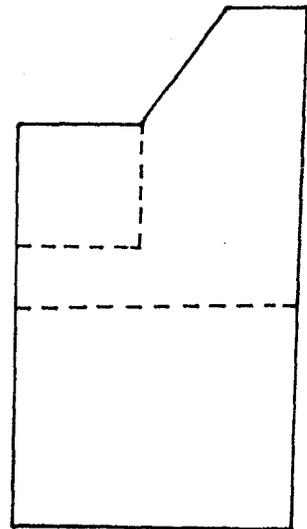
El alambrado del circuito se muestra en la fig. 5.7. Todos los aparatos de medición de AC y los contactores, excepto los wáttmetros, pueden trabajar hasta 660 volts, el cual es el voltaje máximo que se tendrá en la prueba de inducido para transformadores con 440 volts en el secundario. Los transformadores de la C.F.E. operan con 220 volts del lado del secundario, pero considerando que en un futuro se reparen transformadores de la Industria Privada que utilizan 440 volts se instalará el equipo para medir hasta esta relación.

En el cuadro 5.4 se indican los aparatos de medición utilizados y los accesos necesarios para operar en forma segura el equipo.

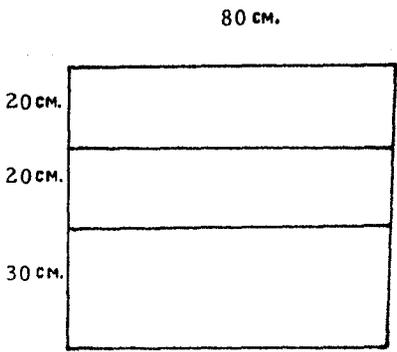


80 cm.

FRENTE



LATERAL



PLANTA

FIG. 5. 6 CONSOLA DE MEDICION

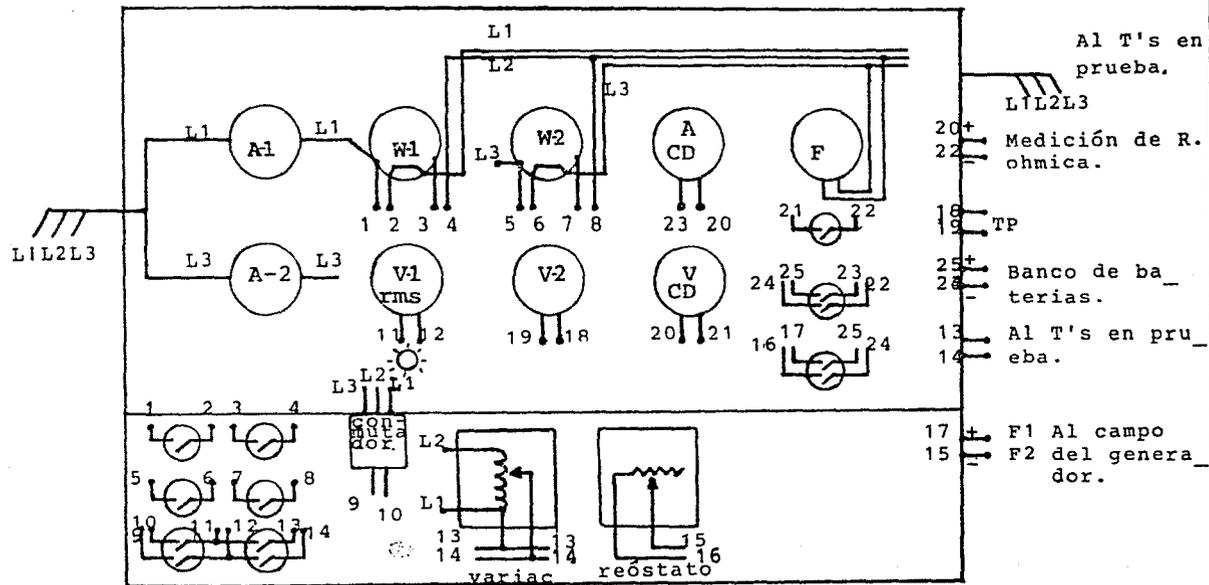


Fig. 5.7 Alambrado de la Consola

CUADRO No. 5.4

| CONECTORES Y EQUIPO DE MEDICION |   |          | DIMENSIONES (mm) |             |       |          |
|---------------------------------|---|----------|------------------|-------------|-------|----------|
| No.                             | DESCRIPCION   | CANTIDAD | DIAMETRO         | PROFUNDIDAD | ANCHO | LONGITUD |
| 1                               | VOLTMETRO TIPO D'ARSONVAL DE C.A. ESCALA DE 0 A 750 VOLTS.                | 1        | -                | 48.5        | 96    | 96       |
| 2                               | AMPERMETRO TIPO D'ARSONVAL DE C.A. ESCALA DE 0 A 10/20 AMP.               | 2        |                  | 48.5        | 96    | 96       |
| 3                               | WATTMETROS MONOFASICOS, TENSION 220 VOLTS, BOBINA DE CORRIENTE DE 5 AMPS. | 2        | 100              | 100         | -     | -        |
| 4                               | FRECUENCIMETRO DE LENGUETAS TENSION 660 VOLTS 115-125 HZ.                 | 1        |                  |             | 144   | 144      |
| 5                               | VOLTMETRO DE C.D. ESCALA DE 0 A 150 VOLTS.                                | 1        |                  |             | 96    | 96       |
| 6                               | AMPERMETRO DE C.D. ESCALA 0 A 10 AMPS.                                    | 1        |                  | 48.5        | 96    | 96       |
| 7                               | VOLTMETRO D'ARSONVAL ESCALA DE 0 A 220/440 V.                             | 1        |                  | 48.5        | 96    | 96       |
| 8                               | TRANSFORMADOR DE POTENCIAL, RELACION 300/1.                               | 1        |                  |             |       |          |
| 9                               | PULSADORES DE CONTROL 3SA1 DE SIEMENS.                                    | 8        | 36               | 69          |       |          |
| 10                              | CONMUTADOR 3LB DE SIEMENS.  | 1        |                  |             | 65    | 65       |
| 11                              | LAMPARAS INDICADORAS  | 3        | 36               | 63          |       |          |
| 12                              | REOSTATO CONTROL DE CAMPO.  | 1        | 250              | 100         |       |          |
| 13                              | VARIAC  | 1        | 300              | 200         |       |          |
| 14                              | REGULADOR DE TENSION TRIFASICO 220 a 500 VOLTS.                           | 1        | 400              | 350         |       |          |

El tablero funciona de la siguiente manera:

Para la medición de la resistencia ohmica, cerramos el circuito a través del pulsador de doble tiro P2, el pulsador P1 sencillo sirve para proteger al voltmetro de CD y debe cerrarse después de haber operado P2 y abrirse antes de desconectar el circuito.

Para la realización de las otras pruebas, el circuito está alambrado de tal manera que sólo es necesario operar uno o dos pulsadores, por ejemplo, el voltmetro V1 se encuentra conectado a un conmutador el cual hace posible medir las tres fases utilizando un solo voltmetro. El pulsador P7 debe operarse únicamente cuando el P8 se encuentra abierto ya que se está utilizando el mismo voltmetro (v1) para varias pruebas, entre ellas la de aplicado (p8) el cual mide la tensión de salida del VARIAC aplicada al transformador de prueba.

Los pulsadores P3, P4, P5 y P6 se instalan para desconectar los wattmetros en la prueba de inducido, ya que el voltaje elevado puede dañarlos. El pulsador P3 y P4 ponen en corto circuito la bobina de corriente de los wattmetros y P5 y P6 abren la bobina de voltaje de los mismos.

El voltmetro V2 está conectado directamente al transformador de potencial de relación 300/1 para la prueba de potencial aplicado. Como la tensión de prueba es elevada se utiliza este transformador de instrumento para proteger al operador y a los aparatos de medición.

Se tiene también en el tablero el reóstato para controlar la corriente de campo del generador. Siempre que se opere el generador debe tenerse cuidado de que la resistencia del reóstato esté al máximo o en corto circuito la bobina de campo, con el fin de iniciar en cero la salida de voltaje del generador.

## 6.0 RECURSOS HUMANOS

### 6.1 ORGANIZACION DEL TALLER

Una de las funciones principales que toda empresa debe guardar es la organización de trabajo, y ésta debe existir en todas las operaciones que realice dicha empresa, ya sea en lo técnico como en lo administrativo.

El problema de la operación del taller que se instalará en el ITRZ puede considerarse como un caso especial; por su lugar de operación como por las personas que trabajen o administren el taller.

En el Instituto Tecnológico Regional de Zacatepec, la formación de -- profesionistas a nivel técnico presupone la formación de talleres para la manufactura o reparación de equipo ya sea mecánico o eléctrico. -- Estos talleres vendrían a resolver en parte la demanda de mano de obra que se tiene con los egresados del Tecnológico.

Este primer paso de formación de talleres, dentro o fuera del Tecnológico, propiciará la creación de otros en beneficio de los que laboren -- ahñ y del país.

Uno de los objetivos en la instalación del taller es el de promover la capacitación Técnico-Práctica en los transformadores de distribución y -- al mismo tiempo remunerar el trabajo desarrollado por los alumnos o personas que laboren en el taller.

El principal problema que se presenta para la instalación del taller es lo que respecta al aspecto legal, es decir, como podría operar el taller dentro de las instalaciones del Instituto Tecnológico Regional de Zacatepec.

Para que el taller pueda trabajar, se propone que sea el Patronato del Instituto Tecnológico Regional de Zacatepec el que tenga la autoridad máxima en el taller, a través de la Dirección del Gerente del Patronato.

Se propone en el siguiente organigrama la forma de organización del taller.

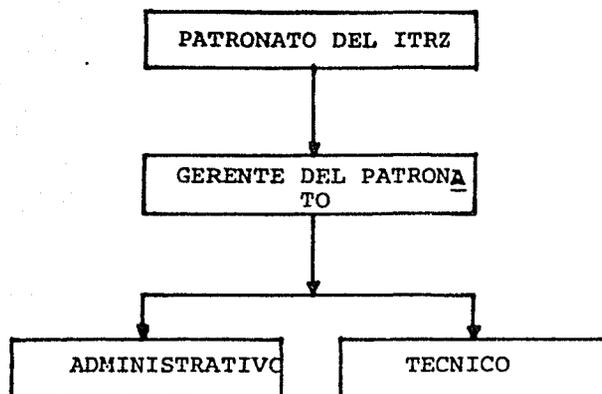


Fig. 6.1 Organigrama del taller de TD'S.

Las funciones que se desarrollarán en la dirección y operación del taller de acuerdo con el organigrama propuesto son:

**PATRONATO DEL ITRZ.**

a). - Define estrategias y políticas para desarrollar el taller en una forma conjunta con el Tecnológico con el fin de no perder los objetivos educacionales.

b). - Autoriza

Fuentes y usos del capital

Destino de las utilidades

Analiza fuentes de financiamiento

**GERENTE DEL PATRONATO**

a). - Detalla estrategias y políticas de operación

b). - Sugiere y recomienda niveles de reinversión y crecimiento al patronato

- c). - Define políticas de pagos a proveedores y cobranzas
- d). - Efectúa convenios y contratos con clientes
- e). - Coordina el proceso administrativo en:
  - Planeación
  - Organización
  - Ejecución
  - Control

#### AREA TECNICA

En el área técnica las funciones que se desarrollarán son:

- a). - Planeación y control del proceso de reparación de TD's.
- b). - Pruebas de control de calidad
- c). - Control de inventarios
- d). - Planes de capacitación
- e). - Programas de seguridad industrial

#### AREA ADMINISTRATIVA

Controla las funciones de la parte contable como la administrativa como son:

- Remuneración al personal
- Pagos y cobranzas
- Flujo de documentos
- Estado de pérdidas y ganancias
- Compra de material, equipo, etc.

En la figura 6.2 se muestra el personal completo que será necesario para operar y administrar el taller de transformadores de distribución en el inicio de operaciones.

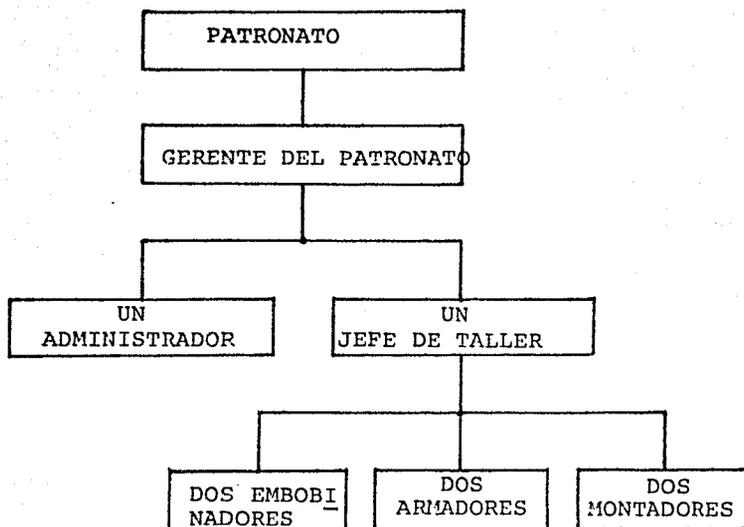


Figura 6.2 Personal del taller de TD's.

## 6.2 CAPACITACION AL PERSONAL

En el Tecnológico de Zacatepec (ITRZ) se cursa la carrera de Técnico Electricista en el cual los alumnos adquieren conocimientos generales de la especialidad. El fin educativo de la instalación del taller en el Tecnológico es el de complementar en forma práctica, el curso teórico de transformadores que se imparte. Esta complementación educativa será fuera del plan de estudios existente, ya que será en forma experimental el capacitar en forma teórico-práctica a los alumnos interesados en laborar en el taller para que aprendan completamente todo lo relacionado con los transformadores de distribución.

En nuestro país existen varias empresas que se dedican a la fabricación de transformadores de distribución, en el cual necesitan de personal especializado, tanto en la manufactura como en el diseño de estos aparatos, aparte que varias empresas del sector público como son C.F.E. CLF.C. Pemex, etc. operan una grán cantidad de estos aparatos. Por lo tanto, considero que la operación del taller en el ITRZ será de gran ayuda para el mismo Tecnológico como para el personal que labore en él.

Se puede proporcionar personal cursos de capacitación por periodos cortos con temas de acuerdo con el nivel educativo que se quiera tener.

### 6.3 REGLAMENTO DE TRABAJO

Este reglamento no pretende ser impositivo, sino únicamente con el fin de mantener un orden en el trabajo. Como este taller queda al margen, por lo menos en su etapa inicial, del plan educativo, es necesario tener un reglamento que rijas las funciones de trabajo; las cláusulas son las siguientes:

1. Todas las cláusulas de que consta este reglamento serán aplicables a todas las personas que laboren directamente en el taller de reparación de transformadores de distribución.
2. Se trabajarán cinco días a la semana, de lunes a viernes, con ocho horas de trabajo por día para los de tiempo completo. Para los alumnos auxiliares, su horario será de acuerdo con sus posibilidades de clases, siendo necesario que trabajen como mínimo tres horas al día.
3. El horario de entrada a laborar es a las 8;00 horas, teniendo 10 minutos para colocarse el overol de trabajo y el equipo de seguridad. La hora de terminación de labores es a las 16.30 hrs.
4. Se tendrán 30 minutos para tomar los alimentos, el horario es de las 13.00 a 13.30 hrs.
5. Todo trabajador está obligado a mantener limpia su área de trabajo.
6. Está prohibido en las horas de trabajo: jugar entre compañeros o con cualquier persona ajena o no al taller, tener un comportamiento peligroso con las herramientas o equipo y tomar alimentos.

7. Se prohíbe salirse del trabajo sin previo aviso al encargado del taller.
8. Para los alumnos auxiliares que trabajen fuera del horario de trabajo (después de las 16.30 hrs.), únicamente realizarán trabajos secundarios que no requieran especialidad, de acuerdo con lo indicado por el Jefe del taller.
9. El escalafón de categoría será de acuerdo con su capacidad teórico-práctico que demuestre en el trabajo.
10. Se dará oportunidad de trabajar en el taller a todo alumno o egresado del ITR , siempre y cuando tenga deseos de trabajar y aprender y reúna los requisitos.
11. Para dar oportunidad de trabajar a otros alumnos o egresados, se tendrá un promedio de capacitación de seis meses ym máximo de un año a partir de la fecha de ingreso al taller.  
Este movimiento se realizará de acuerdo con el plan de trabajo -- que se tenga marcado, sin perjudicar tanto al cliente como a los trabajadores.
12. Toda desatención a este reglamento o a otros hechos no expresados y que perjudiquen los intereses tanto del taller como del Tecnológico, será tratado con la severidad que amerite.

## 7. ANALISIS ECONOMICO

## 7.1. - COSTOS DE LA REPARACION DE LOS TD'S

## MATERIALES

De acuerdo con los porcentajes de transformadores por capacidad que se tienen instalados y el porcentaje de fallas en los mismos, podemos conocer los posibles T'S que lleguen al taller y el tipo de falla, en el cuadro 7.1 se muestra la simulación de llegada de los transformadores y, de esta manera, saber la cantidad de material que debe existir en almacén.

CUADRO 7.1

| PROBABLE LLEGADA DE TD'S POR CAPACIDAD Y FALLA DE UN LOTE DE 22 TD'S MENSUALES. |  |                      |            |                          |                               |
|---|--|----------------------|------------|--------------------------|-------------------------------|
| KVA   | % DE TD'S INS TALADOS Y AVE RIADOS EN MOR. | No. DE T'S AL TALLER | FA- SES    | % DE FALLAS EN LOS TD'S. | No. DE T'S FALLADOS AL TALLER |
| 15  | 22   | 5 - 5                | 1<br>A. T. | 70                       | 15 - 15                       |
| 30  | 25   | 6 - 6                | 2<br>A. T. | 20                       | 4 - 5                         |
| 45  | 23   | 6 - 6                | 1<br>ATYBT | 7                        | 2 - 2                         |
| 75  | 19   | 4 - 5                | OTRO       | 3                        | 1 - 0                         |
| 112.5   | 4  | 1 - 0                |            |                          |                               |
| OTROS   | 7  |                      |            |                          |                               |

\* - Representan T'S monofásicos (5%) y otras capacidades (2%) que no se consideran por ser antieconómicos.

De acuerdo con esta simulación y la cantidad de material por falla analizado en capítulos anteriores, podemos conocer el volumen total de material para reparar los 22 transformadores posibles como se indica en el cuadro 7.2

CUADRO 7.2

| No. | DESCRIPCION  | UNIDAD            | \$ POR UNI. | CANTIDAD | IMPORTE.  |
|-----|--|-------------------|-------------|----------|-----------|
| 1   | ALAMBRE MAGNETO *                                    | KG.               | 106.00      | 315      | 33,400.00 |
| 2   | ALAMBRE O SOLERA DE COBRE SUAVE ESMALTADO **         | KG.               | 74.00       | 30       | 2,200.00  |
| 3   | PAPEL KRAFT O TERMOFRAGUANTE CON DIAMANTE EPOXICO    | KG.               | 160.00      | 13       | 2,100.00  |
| 4   | CORCHO NATURAL 3/16"                                 | MTS. <sup>2</sup> | 83.00       | 10       | 830.00    |
| 5   | CARTON PRESS BOARD                                   | KG.               | 70.00       | 12       | 840.00    |
| 6   | CINTA DE VIDRIO SCOTCH # 27 (1/2")                   | MT.               | 1.85        | 100      | 185.00    |
| 7   | ESPAGUETTI DE VINILO                                 | MT.               | 1.14        | 3 X 110  | 376.00    |
| 8   | CINTA DE LINO  | MT.               | 0.75        | 80       | 60.00     |
| 9   | HILO NYLON ALTA TENACIDAD                            | MT.               | 0.42        | 312      | 131.00    |
| 10  | BARNIZ CLARO ISONEL SV-31                            | LTS.              | 84.00       | 7        | 588.00    |
| 11  | BARNIZ ROJO SV-400                                   | LTS.              | 79.10       | 9        | 642.00    |
| 12  | FONDO ANTICORROSIVO DE MINIO DE PLOMO                | LTS.              | 92.50       | 12       | 1,100.00  |
| 13  | ESMALTE PARA ACABADOS Y CODIFICACIONES               | LTS.              | 87.50       | 13       | 1,138.00  |
| 14  | RESISTOL 800, ESTOPA, GASOLINA SOLDADURA, LIJA, ETC. | LOTE              | 1,300.00    | 1        | 1,300.00  |

SUBTOTAL: \$ 45,000.00

15% DESPERDICIO: 6,750.00

TOTAL: \$ 51,750.00

\* CANTIDAD GLOBAL QUE INCLUYE LOS CALIBRES USUALES No. 22, 21, 20 Y 18 AWG

\*\* EL CALIBRE DEPENDE DE LA CAPACIDAD Y DISEÑO DE LA BOBINA

## MANO DE OBRA

Con respecto a la mano de obra, debe considerarse que el Taller de reparación de T's iniciará sus operaciones en una etapa difícil, ya que el pagar a personal con poca experiencia implica altos costos y poca eficiencia. Pero conforme entre en una etapa estable y se capacite al personal se podrá competir con los talleres establecidos.

De acuerdo con el análisis efectuado para determinar el personal necesario en la operación del taller, en el cuadro 7.4 se indica el costo mensual de mano de obra directa. Se incluye una cuota de Seguro de Grupo para el trabajador contra accidentes de trabajo, ya que como el establecimiento del taller no es con fin lucrativo, no gozarán del seguro social ni de otras prestaciones.

CUADRO 7.4

| PUESTO         | CANTIDAD | \$ PAGO DIARIO | \$ SEGURO DE GRUPO | IMPORTE DIARIO | IMPORTE MENS. TOT. |
|----------------|----------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|
| JEFE DE TALLER | 1        | 200.00         | 3.40               | 203.40         | 6,102.00           |
| EMBOBINADOR    | 2        | 160.00         | 3.40               | 163.40         | 9,804.00           |
| ARMADOR        | 2        | 130.00         | 3.40               | 133.40         | 8,004.00           |
| MONTADOR       | 2        | 120.00         | 3.40               | 123.40         | 7,404.00           |
| TOTAL :        | 7        | 1,020.00       | 13.60              | 1,033.60       | 31,314.00          |

IMPORTE MANO DE OBRA DIRECTA: \$ 31,314.00/MES

GASTOS ADMINISTRACION: \$ 5,000.00/MES

TOTAL: \$ 36,314.00/MES

COSTO HORA-HOMBRE \$ 146.00

El pago diario se consideró tomando en cuenta el salario mínimo que impera en el Estado.

Para los alumnos auxiliares que no trabajen tiempo completo, puede elaborarse un plan de trabajo y remunerarles de acuerdo con este plan.

## 7.2 INVERSION EN EQUIPO E INSTALACIONES

La inversión en equipo podemos dividirla en tres partes la inversión en quipo mecánico y pruebas, inversión en equipo de madición y accesorios e inversión en herramientas y bancos de trabajo. De acuerdo con la descripción de la pag. 89 y 91 la inversión en equipo mecánico y de pruebas es de \$531,100.00, del equipo de madición, consola y conexiones (pag. 92) es de \$36,401.00 y en herramientas y bancos de trabajo - (pag. 93) es de \$ 26,352.00. El total de la inversión, incluyendo el costo de la instalación eléctrica (cuadro 5.3) es de \$ 756,120.00.

### 7.3 RENTABILIDAD Y FINANCIAMIENTO

La inversión fija fue calculada como la suma de capital de trabajo, equipo e instalaciones, considerando un período de un mes que es lo que se estima como máximo para el primer pago de los transformadores ya reparados.

Los gastos y costos de operación, así como las ventas, se obtuvieron en base a la simulación de llegada de los transformadores al taller.

Como el servicio está dirigido directamente a C. F. E., las ventas del servicio fueron calculadas en base a la cotización que hace la División Centro Sur para la reparación de los transformadores de distribución.

De acuerdo con estas cotizaciones, se tiene un promedio de ingresos en la reparación por transformador de \$ 6,250.00.

En la reparación de los 22 transformadores de distribución se tiene un ingreso bruto de \$ 137,500.00.

La rentabilidad del taller se muestra en seguida.

#### INVERSION FIJA

|  |               |
|--|---------------|
| Maquinaria y Equipo - - - - -                    | \$ 593,853.00 |
| Instalación Eléctrica - - - - -                  | \$ 142,267.00 |
| Intalación de maquinaria, equipo, etc. - - - - - | \$ 20,000.00  |
| CAPITAL DE TRABAJO (UN MES)                      |               |
| Mano de obra - - - - -                           | \$ 36,314.00  |
| Materia Prima - - - - -                          | \$ 51,750.00  |
| Energía Eléctrica - - - - -                      | \$ 3,220.00   |
| Inversión total - - - - -                        | \$ 847,404.00 |

## GASTOS Y COSTOS DE OPERACION (MENSUAL)

|                                     |           |              |
|-------------------------------------|-----------|--------------|
| Mano de obra                        | - - - - - | \$ 36,314.00 |
| Materia prima                       | - - - - - | \$ 51,750.00 |
| Energía eléctrica                   | - - - - - | \$ 3,220.00  |
| Depreciación maquinaria<br>y equipo | - - - - - | \$ 4,948.00  |
| Depreciación instalaciones          | - - - - - | \$ 839.00    |
| TOTAL:                              |           | \$ 97,071.00 |

## V E N T A S

|                             |  |               |
|-----------------------------|--|---------------|
| Ventas netas                |  | \$ 137,500.00 |
| Ventas subproductos (cobre) |  | \$ 5,000.00   |
| TOTAL:                      |  | \$ 142,500.00 |

La utilidad antes de impuesto es  $142,500 - 97,071 = \$45,429.00/\text{MES}$

Utilidad anual - - - - \$ 511,076.00 antes de impuesto

Rentabilidad anual antes de impuesto . 60.3%

Utilidad después de impuesto - - - - \$ 385,551.00

Rentabilidad anual después de impuesto - - - - 45.3%

## PUNTO DE EQUILIBRIO

Para calcular el punto de equilibrio, tenemos los siguientes datos:

## COSTOS FIJOS

|                      |     |              |
|----------------------|-----|--------------|
| Mano de Obra         | --- | \$ 36,314.00 |
| Energía Eléctrica    | --- | \$ 3220.00   |
| Depreciación Maquin. | -   | \$ 4948.00   |
| Depreciación Inst.   | --- | \$ 839.00    |

TOTAL --- \$ 45,321.00

## COSTOS VARIABLES

Materia Prima --- \$ 51,750.00

## VENTAS NETAS (VN)

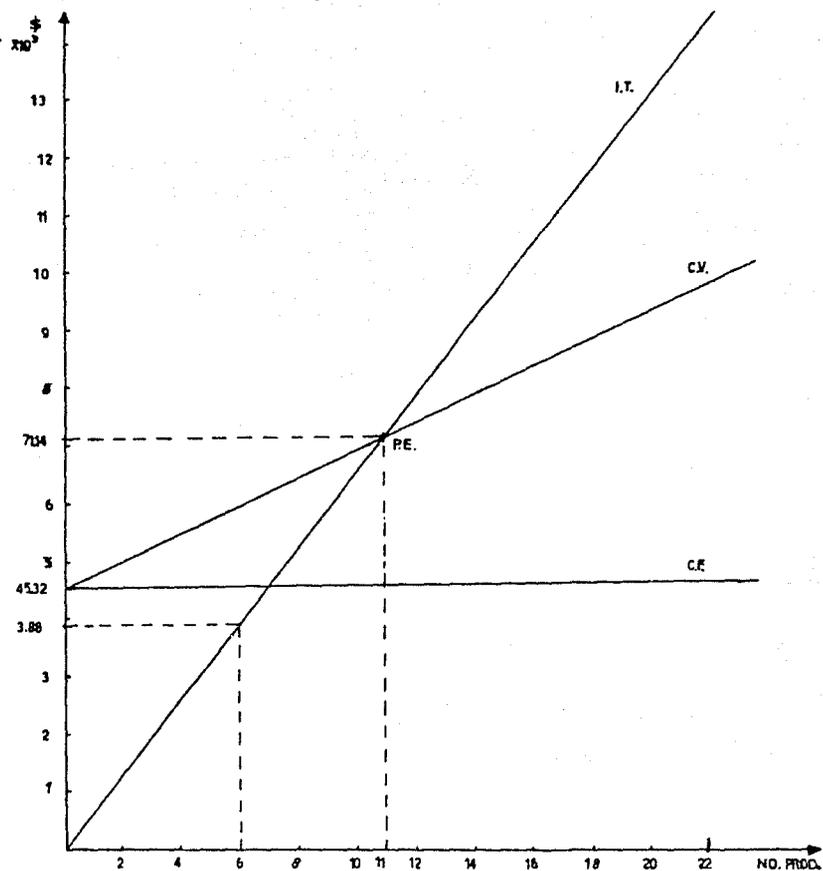
Las ventas netas suman -- \$ 142,500.00

Con estos datos, el punto de equilibrio lo calculamos con la siguiente ecuación:

$$PE = \frac{CF}{1 - \frac{CV}{VN}}$$

$$PE = \frac{45,321.00}{1 - \frac{51,750.00}{142,500.00}} = 71,147.00$$

La gráfica del punto de equilibrio se muestra a continuación



De la gráfica se deduce que las ventas producidas por la producción estimada ( 22 T's/mes ) se encuentra arriba del punto de equilibrio, lo cual nos muestra la solvencia del Taller.

No es parte de este trabajo, el analizar las posibles fuentes de financiamiento para la instalación del taller, ya que esto les corresponde, en caso de llevarse a cabo el proyecto, a las autoridades del Tecnológico de Zacatepec ( ITRZ ).

## CONCLUSIONES

1. El servicio público de energía eléctrica tiene que ser dinámico de acuerdo con el crecimiento industrial y comercial del país.

El incremento de la demanda eléctrica en el edo. de Morelos es del 17 % anual. Este crecimiento obliga aumentar el equipo eléctrico como es el caso de los Transformadores de Distribución ( TD's ).

Actualmente la CFE en Morelos tiene aproximadamente 400 TD's averiados con los cuales el Taller de T's del ITRZ iniciará sus operaciones. Esta cantidad es suficiente para consolidarse y posteriormente penetrar en el mercado de la competencia o en el mercado de los edos. circundantes.

2. Como el servicio que prestará el Taller es reparar transformadores de la CFE, es necesario conocer las especificaciones y los requerimientos que esta empresa marca en estos aparatos. Se hace referencia también a las normas ANSI y CCNNIE en lo que respecta a las pruebas eléctricas.

Estas pruebas eléctricas son básicas para determinar si los materiales utilizados en la reparación son los adecuados y de esta manera garantizar una vida media mayor dentro de la operación normal del transformador.

3. El aspecto educativo, que es el objetivo de la instalación del Taller, cubre aspectos como el determinar el motivo y causa del transformador fallado. Por esta razón se analizan las fallas más frecuentes en estos aparatos y de esta manera realizar la reparación con los materiales y la técnica adecuada, ya sea con nuevos diseños o cumpliendo con el proceso de reparación que dictan las especificaciones.

4. Los tiempos de proceso son básicos para determinar la cantidad de mano de obra directa necesaria para reparar los 22 T's promedio mensual fijados.

Con esta cantidad mensual, determinamos también las áreas de trabajo mínimas que debe existir para que los operarios trabajen adecuadamente. Estas áreas y la distribución de -- planta se acomodaron de acuerdo con el edificio existente.

5. Para poder cumplir con la cantidad de reparaciones fijadas, es necesario contar con la maquinaria y equipo adecuado así como con servicios como son iluminación y equipo de seguridad. Del análisis efectuado se determinaron estos parámetros para la buena operación del Taller.

6. La buena organización y administración, aunado a una capacitación adecuada a los alumnos que laboren en el Taller, son los puntos básicos que se tendrán para que éste trabaje adecuadamente. Y esto se logrará siguiendo los lineamientos de un plan de trabajo y un reglamento que mantenga el orden en el Taller.

7. Con el análisis de costos como son materiales, mano de obra, inversión en equipo, etc. podemos conocer el estado financiero del Taller.

De las ventas netas por concepto de los transformadores reparados y los costos e inversiones totales tenemos una -- rentabilidad del 45.3% anual después de impuesto.

Conociendo la solvencia del Taller, se podrá solicitar -- un financiamiento para la instalación del Taller.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- 2ª Reunión Nacional de Electrificación Rural 1978.  
Junta Federal de Electrificación en Morelos. C.F.E.
- 2.- Transformadores de Distribución Tipo Poste  
Especificación  
CNI-02E001, Mayo 30 de 1975  
C.F.E.
- 3.- Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica (CONNIE)  
Norma de Métodos de Prueba  
Transformadores de Distribución y de Potencia 2.1-3,  
julio de 1972.
- 4.- Normas USA Standard  
Test code for Distribution, Power and Regulating Transformers, and Shunt Reactors.  
USAS C57.12.90-1968.
- 5.- Resumen de los temas dictados por el Sr. Arthur Lockie durante su estancia en el IIE del 1º al 10 de febrero de 1978.
- 6.- Diseño de Aparatos Eléctricos  
Capítulos XXI, XXII y XXIII  
Autor: John H. Kuhlman  
Editorial CECSA  
1973, 5a. impresión.
- 7.- C.F.E.: División de Distribución Oriente  
VIII Reunión del Comité Nacional Permanente de Normas

de Distribución.

Colima, Colima

Mayo de 1978.

8.- Notas sobre el Piso de Pruebas Automático para Transformadores de Distribución.

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Edgar Robles Pimentel

1978.

9.- Boletín IIE

Pruebas de Impulso en Transformadores de Distribución

Enrique Orozco López

Volúmen 2, Número 5

Mayo de 1978.

10.- Manual Eléctrico

Phelps Dodge Pycsa S.A.

Capítulo II

1969.