

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

INFORME FINAL DEL PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

“Análisis de Mediciones en la Generación de Energía Eléctrica de la Central Hidroeléctrica Malpaso”

DESARROLLADO POR

OSCAR GERARDO ROJAS CABRERA
No. DE CONTROL: 11270097



ASESOR:

Externo: Ing. Edson Othón Benavidez Ovando

Interno: Ing. Pedro Cruz Farrera

Tuxtla Gutiérrez, Chis. A Junio de 2015

Índice

1. Introducción.....	3
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Estado del Arte.....	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivo.....	5
1.5 Metodología.....	6
2. Fundamento Teórico.....	7
2.1 Central Hidroeléctrica Malpaso.....	7
2.2 Pérdidas en Generación y Transmisión.....	12
2.3 Transformadores de Instrumento.....	23
2.4 Medidores de Energía.....	35
3. Desarrollo.....	41
3.1 Selección del Periodo de Estudio de las Mediciones.....	41
3.2 Desarrollo del Proyecto en los Sistemas de Mediciones de la C.H. Malpaso..	43
3.3 Análisis del Mes de Febrero.....	49
3.4 Análisis del Mes de Marzo.....	54
3.5 Análisis del Mes de Abril.....	56
3.6 Análisis del Mes de Mayo.....	58
4. Resultados y Conclusiones.....	60
4.1 Resultados.....	60
4.2 Conclusiones.....	62
5. Referencias Bibliográficas.....	63
6. Anexos.....	63

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Uno de los problemas más importantes y complejos que se presentan en los procesos de Generación, es el control y abatimiento de las pérdidas de energía eléctrica en los mismos. El 1973, se inician trabajos formales destinados al análisis y control de pérdidas de energía eléctrica, en las diferentes entidades que conforman el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

A sido una preocupación constante del Sector Eléctrico, el identificar las pérdidas de energía eléctrica para ejecutar un control sobre las mismas, ya que estas representan grandes pérdidas económicas para las Empresas. La disminución de las pérdidas eléctricas se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad, esto implica, a nivel del sector energético, una mayor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el subsector eléctrico.

Para el análisis se utiliza el procedimiento para la elaboración del Balance de Energía MED-7001 y asegura que los registros sobre medición de energía eléctrica definidos, sean la única fuente de información oficial para el balance de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, el cuál debe presentar características de objetividad, confiabilidad y oportunidad, cumpliendo con la legislación y normatividad vigente.

En el proceso de generación es importantes contar con equipos de mediciones establecidos por las normas, ya que con ellos obtendremos el comportamiento optimizado de generación y consumo de energía eléctrica de las unidades generadoras y mediante las lecturas tomadas se realizarán los análisis para ver si en cada unidad existen pérdidas y las razones por las cuales las hay y mejorar la eficiencia energética.

La finalidad del análisis en el sistema de generación es la determinación de los parámetros básicos de funcionamiento de la instalación, tales como la generación bruta y el consumo promedio de servicios propios de la electricidad producida (consumo por kWh generado). La generación neta está determinada básicamente por dos elementos: la generación bruta y el consumo promedio de servicios propios.

La ejecución e implantación de un análisis contribuyen a incrementar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica y la seguridad de los sistemas que integran el sistema interconectado nacional. Los Sistemas Eléctricos de Potencia tienen como función principal suministrar energía eléctrica a los consumidores con altos niveles de calidad, confiabilidad y seguridad.

Al igual que en otros tipos de sistemas, la confiabilidad del sistema eléctrico depende de la confiabilidad de sus componentes que se encuentran expuestos a múltiples eventos tanto de carácter estocástico como determinístico. En el siguiente trabajo se elaborará un análisis de la Generación de Energía Eléctrica, cuyo fin es

determinar si existen pérdidas durante la Generación Bruta, Servicios Propios y Generación Neta.

1.2 Estado del arte

Eddison Hernández Jacho, Hugo Arcos Martínez, Escuela Politécnica Nacional de Quito, Ecuador, desarrollaron un análisis del nivel de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado, en el ámbito de corto plazo y considerando únicamente al sistema de generación. La característica de este análisis se presenta con los niveles de reserva de generación requeridos con la finalidad de cumplir con un nivel de confiabilidad adecuado [1].

Javier Fernando Feliz Juárez, Escuela Politécnica Superior Carlos III, Madrid, España, desarrollo un análisis y valoración de las especificaciones técnicas suministradas por el cliente, en lo relacionado con los sistemas de control, protección y equipamiento electromecánico, así como estudios de cortocircuito de la central y del sistema eléctrico en el punto de enlace. La característica de este análisis es la evaluación técnica y económica conjunta del sistema [2].

Juan Pablo Peña, Jesús Játiva Ibarra, Escuela Politécnica Nacional de Quito, Ecuador, realizaron la descripción técnica del proceso de generación de energía eléctrica de las centrales Recuperadora y El Carmen, asociadas a los dos principales sistemas de abastecimiento de agua potable del Distrito Metropolitano de Quito. El objetivo de establecer las diferencias económicas en las liquidaciones de las transacciones comerciales de compraventa de energía al MEE efectuadas por el Centro Nacional de Control de Energía CENACE [3].

Adolfo Salcedo, Galo Cárdenas, Carlos Villavicencio, Luis Hidalgo, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, realizaron un análisis técnico y económico para la reducción de pérdidas técnicas y comerciales de energía en la empresa eléctrica regional de Guayas. La característica de este proyecto es determinar las pérdidas técnicas de energía a nivel de subtransmisión, subestaciones de distribución, líneas primarias [4].

Andrés A. Rojas Q., Paulo de Oliveira de Jesús, Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar, desarrollaron un estudio de pérdidas técnicas a través de una técnica de estimación de estado en sistemas de distribución de energía eléctrica. La característica de este proyecto es el desarrollo de una metodología para la estimación de las pérdidas técnicas de energía de una red eléctrica de distribución [5].

Javier Enrique Prada Sánchez, Juan Pablo Ospina Arciniegas, Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Ingeniería, desarrollaron el análisis y evaluación del cargo por capacidad en la generación de energía eléctrica en Colombia. El propósito de este proyecto es ver las diferencias en las tarifas de electricidad, que resultan de la implementación de las diferentes metodologías [6].

En este proyecto se propone hacer un análisis de la generación de energía y las pérdidas eléctricas por transformación en el proceso de generación y transmisión, Se utilizaran los programas de obtención de datos ION SETUP (ION 8650) y DsCom (ARTECHE) y una computadora. La característica principal es la obtención de los datos, comparación y la elaboración de una herramienta para calcular la generación, consumo y pérdidas de energía eléctrica.

1.3 Justificación

En el presente proyecto se desarrolla un análisis de las pérdidas que existen en el Proceso de Generación de Energía Eléctrica de la Central Hidroeléctrica Malpaso, lo cual implica la utilización de los software ION SETUP y DsCom ARTECHE, que son para la obtención de datos de los medidores, los cuales registran las actividades de consumo energético cada determinado tiempo.

1.4 Objetivo

Analizar las Mediciones de Energía tomada por medidores conectados a dos y tres elementos, estableciendo herramientas para el cálculo de Energía y Pérdidas por transformación entre los procesos de Generación y Transmisión.

1.5 Metodología, diagrama a bloques

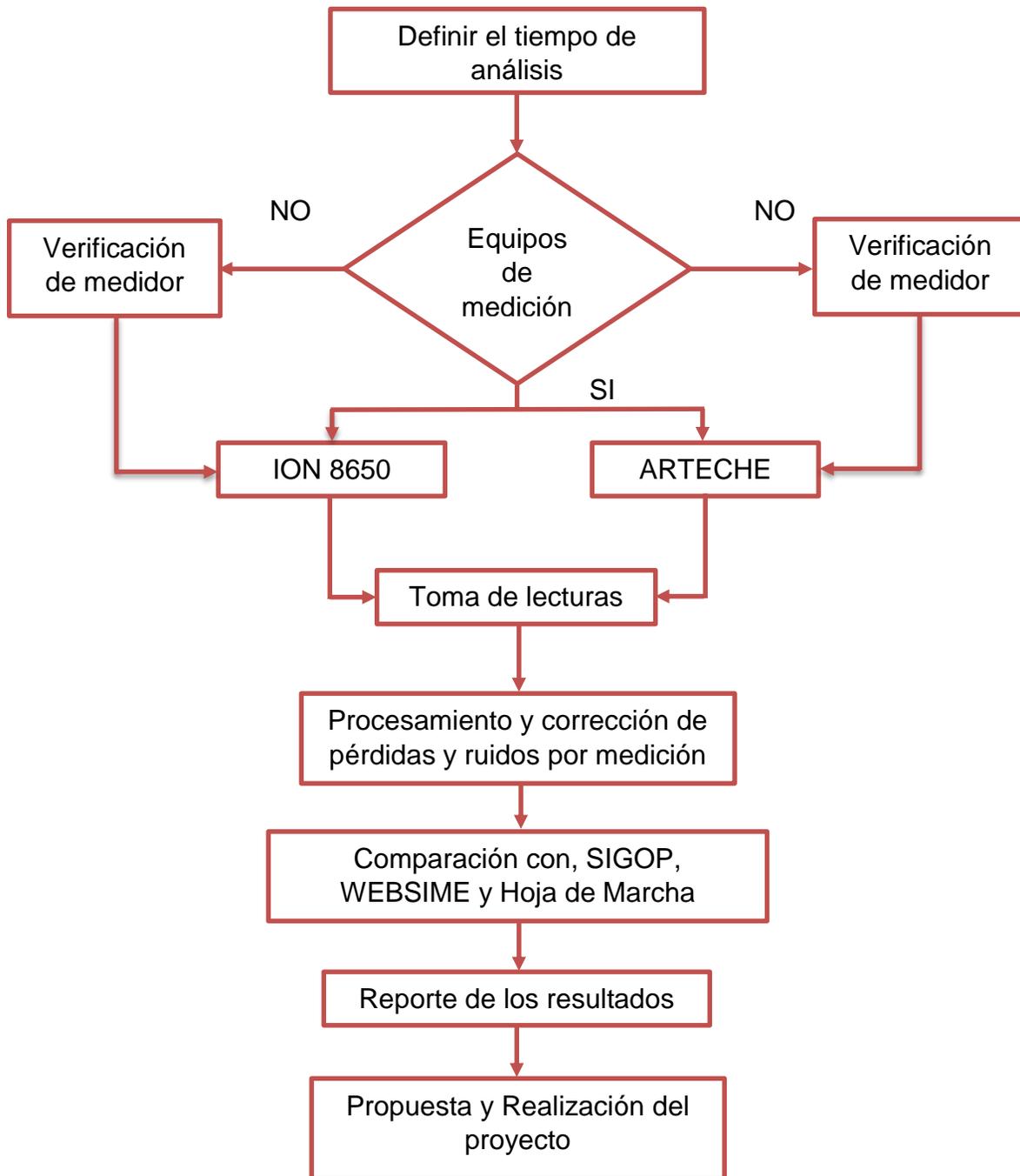


Fig. 1.1 Diagrama a bloques del hardware.

Definir el tiempo de análisis.- En esta sección se establecerá el tiempo en que se llevara a cabo las capturas de los datos de los medidores de energía, el análisis se realiza a cada unidad de generación eléctrica.

Equipos de medición.- Se evalúa el estado de los equipos de medición actuales. Actualmente de la unidad 1 a la 5 cuentan con medidores ION 8650 y la unidad 6 con ARTECHE. Se hace la revisión si están calibrados y cumplen con las funciones predeterminadas.

Toma de lecturas.- Este apartado nos permite la descarga de las lecturas de cada uno de los medidores de energía por medio de sus programas tales como ION SETUP Y DsCom. Estas lecturas tienen formato Excel.

Procesamiento y corrección de pérdidas y ruidos por medición.- Al tener las mediciones, estas se pasan al formato de Seguimiento de Balance de Energía, en el cual podemos ver las mediciones tomadas cincominutalmente que almacenan los medidores, se hacen algunos cálculos para obtener el total de energía horaria y diaria. Se corrigen los ruidos que se observen poniéndolo valor de cero (0).

Comparación con SIMMER, SIGOP, WEBSIME y Hoja de Marcha (Tablerista).- Se descargan las mediciones tomadas por los sistemas mencionados y se pasan a la hoja de Balance. Teniendo corregidos los datos crudos de los medidores, se procede en la misma hoja de Balance a realizar las diferencias entre las mediciones de los diferentes sistemas.

Reporte de resultados.- En esta sección, cada fin de mes se elabora un reporte de cuanta energía se vendió en ese periodo de tiempo, y en la hoja de Seguimiento del Balance de Energía, se encuentran las tendencias de cada unidad generadora, donde se compara la medición cruda contra SIGOP.

Propuesta y Realización del proyecto.- Acá se realiza la mejora a los procesos de comunicación para tener menos toma de ruidos por medición en lo que es la captura de datos por parte del medidor y por las integraciones que realiza el NODO SIMME que se encuentran en la Zona de Transmisión Malpaso (ZTM).

2. Fundamento Teórico

2.1 Central Hidroeléctrica Malpaso

Es el nombre de una de las plantas hidroeléctricas más importantes y de mayor capacidad en la república mexicana. La Central Hidroeléctrica Malpaso se ubica sobre la cuenca más importante de generación Hidroeléctrica del país, el Río Grijalva, a 125 Km. De la ciudad de Cárdenas, Tabasco y a 80 Km. de la Cd. de Tuxtla Gutiérrez Chiapas

La cuenca de este río se inicia en la vecina república de Guatemala y se interna en nuestro país en la región denominada "Alto Grijalva" en el estado de Chiapas. Desciende posteriormente hacia la planicie del Estado de Tabasco, ahora con el

nombre de “Bajo Grijalva”, hasta la zona de la Chontalpa, donde desemboca en el Golfo de México.

En 1960 se disponía de los planos estructurales definitivos para iniciar la construcción de la presa, en la cual la Comisión del Río Grijalva coordinó sus actividades con la Comisión Federal de Electricidad que planeo todo lo referente a su aprovechamiento para la generación de energía Eléctrica. El objetivo principal de la presa fue: Control de avenidas, Generación de energía eléctrica, Defensa contra las inundaciones, Riego – drenaje, Agua potable y saneamiento, Vías de comunicación y establecimiento de centros de población campesina.



Fig. 2.1 Vista aérea de la cortina de la C.H. Malpaso.

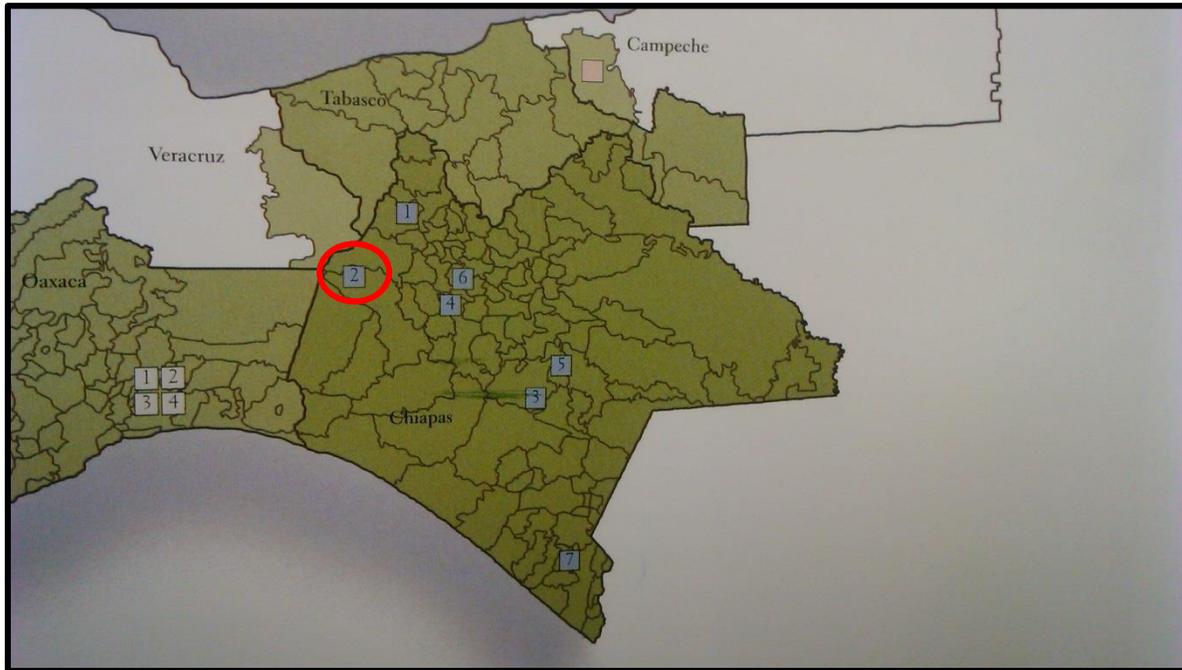


Fig. 2.2 Ubicación geográfica de la C.H. Malpaso [2].

El 27 de Junio de 1951 se creó la Comisión del Río Grijalva dependiente de la entonces Secretaria de Recursos Hidráulicos., para el estudio y desarrollo integral de la cuenca de dicho río. A partir de 1953 la Secretaria de Recursos Hidráulicos construyó los bordos de defensa marginales de los ríos; y en 1955 de acuerdo con los estudios Hidrológicos, Topográficos y geológicos preliminares, la Comisión del Río Grijalva llegó a la conclusión de que la primera presa por construirse fuera la de Nezahualcóyotl, En la boquilla denominada "Raudales Malpaso", sobre el Río Grijalva.

UNIDADES	CAPACIDAD	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO
Unidad N° 1	180 MW	26-ene-69
Unidad N° 2	180 MW	06-feb-69
Unidad N° 3	180 MW	07-abr-69
Unidad N° 4	180 MW	24-jun-69
Unidad N° 5	180 MW	01-feb-78
Unidad N° 6	180 MW	14-oct-77
TOTAL	1080 MW	

Tabla. 2.1 Características de las Unidades Generadoras.

Sobre el Río Grijalva, tiene una capacidad de almacenamiento de 13 mil millones de m³ hasta la elevación 188.00 m.s.n.m., que concierne al nivel de aguas máximas extraordinarias. Con un embalse máximo de 30 mil hectáreas. Así como la producción de 3200 GWH medio anuales de energía eléctrica. En la tabla (2.2) se describen las características generales de la C.H. Malpaso.

Área de la Cuenca Propia	9,952.19 Km ²
Escurrimiento Medio anual (cuenca propia)	5,638 X 10 ⁶ m ³
Gasto Medio Anual	179 m ³ /Sg
Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias (NAME)	188.00 msnm
Nivel de Aguas máximas de Operación (NAMO)	182.50 msnm
Nivel de Aguas mínimas de Operación (NAMINO)	144.00 msnm
Volumen muerto	3,055.71 Mm ³
Volumen útil	9,317.39 Mm ³
Capacidad para el Control de Avenidas	1,683 Mm ³
Capacidad total al NAME	14,056 Mm ³
Área total inundada al NAME	30,000 Ha.
Nivel mínimo Histórico (10-Jul-1975)	144.43 msnm
Nivel Máximo histórico (MARZO-2008)	184.88 msnm

Tabla.2.2 Características Generales.

Cortina.- Tiene por objeto el control de avenidas máximas para reducir las aportaciones del Río a valores que no ocasionen perjuicios en las zonas agrícolas y poblados de la Chontalpa, así como la producción de 3200 GWH anuales de energía eléctrica. En la tabla (2.3) se detallan sus características.

Tipo	Enrocamiento con corazón Impermeable de arcilla.
Altura	137.50 m.
Longitud Máxima	485.00 m.
Elevación de la corona	192.00 m.s.n.m.
Ancho de la corona	10.00 m.
Longitud de la Corona	478.00 m.
Bordo libre	4.00 m
Volumen total de la Cortina	5,077.280 m ³

Tabla.2.3 Características de la Construcción de la Cortina.



Fig. 2.3 Vista lateral izquierda de la cortina

Subestación Elevadora.- De tipo intemperie, se localiza en la elevación 192.00 m. Y aloja a los Transformadores de potencia monofásicos que elevan el voltaje de generación, de 15 a 400 kV, apartarrayos e interruptores. Las características de estas etiquetas son:

Concepto	Transformadores	
	1ª Etapa	2ª Etapa
Marca	Mitsubishi	Persons Peebles
Capacidad	45 / 60 /75	45 / 60 / 75 MVA
Tipo	Acorazado	Acorazado
Modelo	SR /SUB	ATL 300
Relación	15 / 400	15 / 400 KV
Clase	OA /FOA/FOA	OA/FOA /FOA
Fases	1	1
Frecuencia	60 Ciclos /seg.	60 Ciclos/seg.
Impedancia	4.82 %	8.23 %
Peso Núcleo y Bobina	59.5 Ton.	64.00 Ton.
Peso Tanque y Acce.	29.5 Ton.	15.00 Ton.
Aceite Total	20500 Lt.	30000 Lt.
Peso Aceite	18.500 Kg.	26.000 Kg.
Peso Total Transf.	107.000 Kg.	120.000 Kg.

Tabla.2.3 Características de la Construcción de la Cortina.

La información general y más detallada de los componentes de una Central Hidroeléctrica se encuentra en el Anexo A.

2.2 Pérdidas en Generación y Transmisión

Se define las pérdidas eléctricas, como aquella energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema de generación en los procesos de medición y transformación. Estas pérdidas se clasifican en dos:

Pérdidas técnicas.- Son aquellas que se producen debido a las características físicas inherentes de los elementos integrantes de la infraestructura eléctrica.

Pérdidas no técnicas.- Son aquellas relacionadas con las pérdidas comerciales que comprenden los errores administrativos de facturación, calibración de medidores, fraudes y hurtos.

Factor de Potencia.- La corriente requerida por los motores de inducción, lámparas fluorescentes, transformadores y otras cargas inductivas, puede considerarse constituida por la corriente de trabajo. La corriente de trabajo es aquella que es convertida por el equipo en trabajo útil. La unidad de medida de la potencia producida es el kilowatt (kW). Es la relación que existe entre el voltaje y la corriente.

La corriente magnética es la necesaria para producir el flujo para la operación de los dispositivos de inducción. Sin corriente magnética, la energía no puede fluir a través del núcleo del transformador o a través del entrehierro de los motores de inducción. La unidad de medida de esta potencia magnética es el kilo volts reactivos (kVAR).

La potencia total denominada potencia aparente (kVA), será la suma geométrica de ambas potencias, esto se ve en la ecuación (2.1). El factor de potencia es la relación entre la potencia activa (W), y la potencia aparente (VA) y describe la relación entre la potencia de trabajo o real y a potencia total consumida.

$$kVA = ((kW)^2 + (kVAR)^2)^{1/2} \quad Ec.(2.1)$$

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa (W), y la potencia aparente (VA) y describe la relación entre la potencia de trabajo o real y a potencia total consumida.

El Factor de Potencia (FP) está definido por la siguiente ecuación: $FP = P/S$. El factor de potencia expresa en términos generales, el desfaseamiento o no de la corriente con relación al voltaje y es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, el cual puede tomar valores entre 0 y 1.0 siendo la unidad (1.0) el valor máximo de FP y por lo tanto el mejor aprovechamiento de energía.

$$Factor\ de\ potencia = kW/kVA \quad Ec. (2.2)$$

Un bajo factor de potencia significa pérdidas de energía, lo que afecta la eficiencia en la operación del sistema eléctrico. Se penaliza con un rango adicional en la factura eléctrica a las empresas que tengan un factor de potencia inferior a 0.9 o 0.95 según su potencia demandada, esto se ve en la ecuación (2.2).

Potencia Activa.- Este tipo de potencia es el que se transforma en calor en la resistencia. Se puede decir que es la única potencia que realmente se consume en el circuito y por lo tanto, es la que debe aportar el generador al mismo. Esta potencia es la que miden los wattmetros y en una resistencia se puede calcular mediante la expresión: $P=RI^2$ se mide en watts (W). Para calcular la potencia activa de cualquier circuito podemos utilizar la siguiente expresión $P=VI \cos\varphi$.

Potencia Reactiva.- Además de utilizar potencia activa para producir un trabajo, los motores, transformadores y demás equipos similares requieren un suministro de potencia reactiva para generar el campo magnético necesario para su funcionamiento. La potencia reactiva no produce por si misma ningún trabajo; se simboliza con la letra Q y sus unidades son los volts-ampers reactivos (VAR). La potencia reactiva hace fluir una corriente extra por los conductores de alimentación, Esta tipo de potencia se calcula mediante las expresiones de la ecuación (2.3).

$$Q_L=X_L I^2 \qquad Q_C=X_C I^2 \qquad \text{Ec. (2.3)}$$

Para calcular la potencia reactiva de cualquier circuito utilizamos la ecuación (2.4):

$$Q=VI \sin\varphi \qquad \text{Ec. (2.4)}$$

Potencia Aparente.- La potencia total o aparente es la suma geométrica de las potencias activa y reactiva, o bien, el producto de la corriente y el voltaje; su símbolo es S y sus unidades se expresan en volts- ampers (VA). Para calcular la potencia aparente de cualquier circuito utilizamos la expresión: $S=\epsilon^*I$.

Triángulo de Potencias.- La figura siguiente puede ser usada para ilustrar las diferentes formas de potencia eléctrica. De la figura (2.4) se observa la ecuación (2.5). Por lo que se puede conocer la potencia aparente a partir del teorema de Pitágoras aplicado en el triángulo de potencias.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad \text{Ec. (2.5)}$$

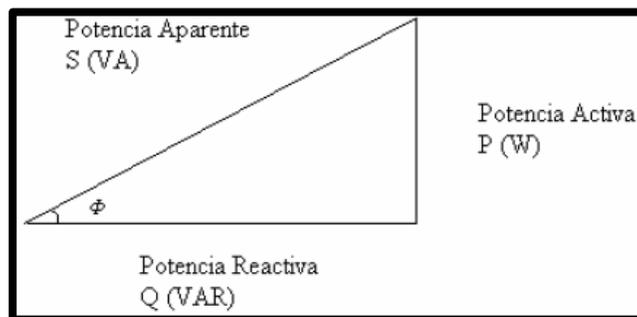


Fig. 2.4 Triángulo de potencias eléctricas.

Causas del Bajo Factor de Potencia.- Las cargas inductivas como motores, balastros, transformadores, etc., son el origen del bajo factor de potencia ya que son cargas no lineales que contaminan la red eléctrica, en este tipo de equipos el consumo de corriente se desfasa con relación al voltaje lo que provoca un bajo factor de potencia.

Consecuencias del Bajo Factor de Potencia.- Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1.0, afectan a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión, además, tiene las siguientes consecuencias en la medida que el factor de potencia disminuye:

Incremento de las pérdidas por efecto joule.- La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R donde I es la corriente total y R la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de generadores y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc.). Las pérdidas por el efecto Joule se manifiestan en: Calentamiento de cables, Calentamiento de embobinados de los transformadores de distribución, Disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección.

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos, puede provocar corto circuito.

Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución.- El exceso de corriente debido a un factor de potencia, ocasiona que los generadores, transformadores y líneas de distribución, trabajen con cierta sobrecarga y reduzcan su vida útil, debido a que estos equipos, se diseñan para cierto valor de corriente y para no dañarlos, se deben operar sin que este se rebase.

Aumento de la caída de tensión.- La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones de origen, resultando en un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas); estas cargas sufren una reducción en su potencia de salida.

La caída de voltaje afecta a: Embobinados de los transformadores de elevación, Cables de alimentación, Sistemas de protección y control e Incremento en el consumo de servicios propios. Debido a que un bajo factor de potencia implica pérdidas de energía e la red eléctrica, el productor y distribuidor de energía eléctrica se ve en la necesidad de penalizar al usuario haciendo que pague más por su electricidad.

Pérdidas de Energía por Efecto Corona - Se designa de tal manera al conjunto de fenómenos ligados a la aparición de conductividad de un gas en las inmediaciones de un conductor que transporta alta tensión eléctrica. Este fenómeno se evidencia visualmente por la aparición en la superficie de las líneas de alta tensión de descargas luminosas. Este efecto forma parte de las pérdidas de energía que se producen en el transporte y provoca ruido radioeléctrico y generación de

ozono y de iones.

Pérdidas de Energía Debidas a Armónicos.- Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales que tienen una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia de suministro del sistema (generalmente llamada frecuencia fundamental 60 Hz). Las formas de onda con distorsión pueden ser descompuestas en una suma de la frecuencia fundamental y sus armónicos.

La distorsión armónica se origina debido a las características de los equipos y cargas del sistema de potencia. Como en otros equipos, las corrientes armónicas incrementan el calor y las pérdidas en interruptores, en líneas y otros elementos, reduciendo la capacidad de conducción y acortando la vida de algunos componentes aislantes.

Pérdidas de Energía Debidas a Corrientes de Fuga.- La corriente de fuga es aquella corriente “pequeña” que puede atravesar un material dieléctrico, al aplicar una tensión entre las dos caras del mismo, esta corriente produce un calentamiento local del aislante, lo cual permite el paso de más corriente debido a que la resistividad transversal disminuye, este efecto es acumulativo y si la tensión llega a un valor suficientemente elevado puede producirse la perforación del aislamiento.

Esta corriente de fuga está produciendo continuamente pérdidas de potencia y debido a que está en un material aislante puede seguir dos caminos posibles, el primero sobre la superficie del material, y el otro a través del cuerpo del material, por lo que habrá una resistencia superficial y una resistencia volumétrica.

La suciedad como el polvo, grasa, vapores metálicos, etc., sobre la superficie de los elementos, aumenta las pérdidas de corriente de fuga y es por ello que tanto pararrayos como aisladores son fabricados de materiales lisos y pulidos tales como la porcelana.

Pérdidas Independientes de la Carga o Demanda.- También son conocidas como pérdidas en vacío, estas pérdidas dependen de la variación de la tensión, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación. Dado que los sistemas eléctricos funcionan con muy pocas fluctuaciones de tensión se considera a las pérdidas en vacío como un valor constante.

Pérdidas de Energía no Técnicas.- Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía dada, en efecto, esta energía se utiliza por algún usuario, suscriptor o no, de la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica, sin embargo, la empresa recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

A estas pérdidas de energía se las conoce también como “pérdidas negras” y comúnmente se dan por el hurto de la energía de parte de los usuarios, debido a

instalaciones directas a la red de distribución, la utilización de medidores en mal estado o la mala gestión administrativa por toma de lecturas erróneas. Por tanto, estas pérdidas dependen del grado de automatización de los procesos de comercialización y atención al cliente, así como de la cultura interna de la empresa y externa de los usuarios.

Para tener un mejor control de estas pérdidas, las acciones de corrección que pudieran considerarse entre otras son: Verificación de la medición en los puntos de entrega del Sistema Nacional y Generación propia, para conocer la disponibilidad real de la energía; Complementación de la medición hasta alimentadores primarios, para ubicar los sectores de mayor consumo e incidencia en pérdidas y las necesidades reales del mercado.

Uso de conductores preensamblados en las zonas identificadas como conflictivas por continuos hurtos de energía; Reconfiguración de rutas de lectura, acopladas a transformadores de distribución, circuitos secundarios, alimentadores primarios, para balances de energía particulares; Automatización de los sistemas comerciales para atención ágil y oportuna de la clientela, toma de lecturas, minimización de errores y tiempos de facturación.

Automatización del proceso de control y atención de infracciones y monitoreo posterior para evitar reincidencias; Integración en red informática de todas las áreas de la empresa, para priorizar necesidades y optimizar recursos; Campañas de educación sobre Uso Racional de la Energía, Manejo de la Demanda y sanciones por infracciones al servicio.

Campañas de difusión de derechos y obligaciones de la Empresa y usuarios; Conformación de grupos de control de la clientela altamente capacitado y equipado con tecnologías de punta, para verificación de correcto funcionamiento de las instalaciones y equipos de medición de los clientes.

Pérdidas de Potencia y Energía en un SEP.- Cabe indicar que para el cálculo de las pérdidas de energía en cualquier elemento o punto de operación del sistema, se requiere en primera instancia el cálculo de las pérdidas de potencia. Una de las formas para estimar las mismas es mediante el uso de flujos de potencia, obteniéndose como resultado de dicho análisis los valores tanto en magnitud como en ángulo de los valores de tensión y las potencias real y activa en los diferentes puntos del sistema.

Una vez que se conocen los valores de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía mediante la ecuación (2.6).

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad \text{Ec. (2.6)}$$

dónde: L: Pérdidas de energía (Wh), P_{Lk} : Pérdidas promedio del sistema durante el intervalo k (W), N: Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio,

ΔT_k : Intervalo de tiempo de análisis (h).

La forma de cálculo descrita es adecuada pero limitada y costosa, pues se necesitan de equipos que realicen mediciones en todos los puntos del sistema durante todo el tiempo y además que estos realicen mediciones simultáneas, por lo que los costos de implementación de los mismos y la gran cantidad de datos que se tienen que procesar resulta un verdadero inconveniente.

Por ello se recurre a herramientas que utilicen modelos estadísticos que evalúan las pérdidas en demanda máxima y utilizando una serie de factores se calcula las pérdidas de energía en un período dado, citándose a continuación dos modelos:

Mediante el factor de pérdidas. El cálculo de las pérdidas de energía en función de las pérdidas de potencia en demanda máxima se lo realiza mediante la ecuación (2.7). Dónde: F_L : Factor de pérdidas del sistema, P_L^P : Pérdidas de potencia que se dan en condición de demanda máxima (W), T: Intervalo de tiempo considerado.

$$L = F_L P_L^P T \quad \text{Ec. (2.7)}$$

Mediante Flujos de Potencia. Es una herramienta muy útil en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, ya que los estudios de flujos de potencia se pueden realizar para diferentes condiciones de carga máxima, mínima o media del sistema. Una vez que se han obtenido los datos de las pérdidas de potencia se trata de encontrar o ajustar una función que relacione las pérdidas del sistema con la demanda total, que puede ser como la expresión (2.8).

$$P_L = C_1 + C_2 P_D + C_3 P_D^2 \quad \text{Ec. (2.8)}$$

Dónde: P_D : Demanda total del sistema, C_1 , C_2 , C_3 : Coeficientes hallados mediante el uso del modelo estadístico.

Para realizar un estudio de flujos de potencia se requiere de la siguiente información básica: Diagrama unifilar del sistema, Características de las diferentes barras del sistema, Valor de la demanda (activa y reactiva) y Parámetros eléctricos del sistema.

Al utilizar el método del factor de pérdidas, se debe tener muy en cuenta que éste método no se puede utilizar en cualquier caso, pues el mismo es válido para condiciones de demanda máxima, por ésta razón el método de flujos de potencia es el de mayor aplicación ya que se puede utilizar para diferentes condiciones de operación del sistema. La calidad y exactitud de los resultados de pérdidas de energía obtenidos mediante cualquier método que se utilice dependerá de la cantidad y calidad de información que se haya recopilado.

Pérdidas Técnicas de Energía en el Sistema de Generación.- Básicamente las pérdidas en el sistema de generación están distribuidas tanto en el generador como en el transformador de potencia correspondiente. Las pérdidas que se producen en

el sistema de generación, se deben principalmente a: Las corrientes de carga en los devanados de los generadores y transformadores, representadas por efecto Joule o por pérdidas en el cobre, Las corrientes de excitación en los devanados de los generadores y los transformadores, representadas por las pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío.

Pérdidas de Energía en el Generador.- Las pérdidas de potencia que se presentan en el generador se consideran como función de la tensión, de la resistencia de los conductores y de la potencia generada tanto activa como reactiva. Para una mejor comprensión, consideremos el siguiente modelo eléctrico del generador en la figura (2.5).

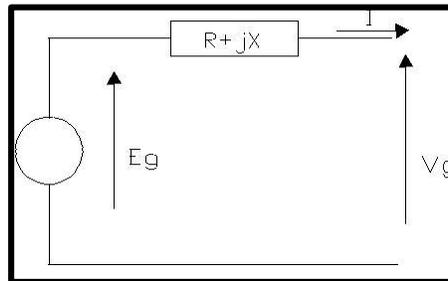


Fig. 2.5 Diagrama del Modelo Eléctrico de un Generador.

En donde, según lo expuesto se expresa en las ecuaciones (2.9) y (2.10)

$$P_L = I^2 R \quad \text{Ec. (2.9)}$$

$$I = (P_G - jQ_G) / V_G^* \quad \text{Ec. (2.10)}$$

Dónde: P_L : Pérdidas de Potencia (W), P_G : Potencia activa generada (W), Q_G : Potencia reactiva generada (VAR), V_G : Tensión del generador (V), R: Resistencia del generador (Ω).

Para la estimación de las pérdidas de energía en el generador se utiliza el factor de pérdidas, el cual viene dado por la ecuación (2.11).

$$FL = (1 / T) \sum_{t=1}^N (P_{Gt} / P_G^{max})^2 \quad \text{Ec. (2.11)}$$

Dónde: P_{Gi} : Generación promedio en el intervalo i (W), P_G^{max} : Generación máxima (W) en el período considerado FL: Factor de pérdidas, N: Número de intervalos.

Las pérdidas de energía durante el intervalo T se evalúan de acuerdo a la ecuación (2.12).

$$L = F_L P_L^{max} T \quad \text{Ec. (2.12)}$$

Dónde: P_L^{max} : Pérdidas de potencia (W) en la generación máxima, T: Período de estudio (h).

Pérdidas de Energía en el Transformador.- Existen dos tipos de pérdidas de potencia en un transformador, siendo estas: Pérdidas relacionadas con la resistencia de los arrollamientos del transformador, estas pérdidas son aquellas que varían con la demanda, son conocidas con el nombre de pérdidas en el cobre, Pérdidas relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, estas pérdidas están asociadas a los valores de tensión aplicados, son conocidas como pérdidas en vacío.

En la figura (2.6) se presenta el modelo eléctrico del transformador:

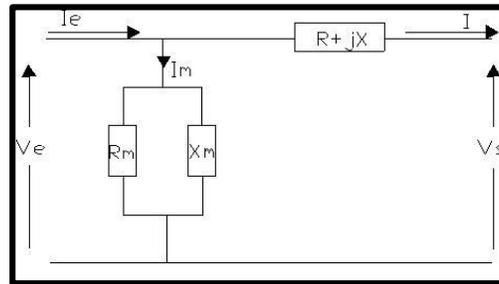


Fig. 2.6 Diagrama del Modelo Eléctrico de un Transformador.

Dónde: I_e : Corriente de entrada (A), I : Corriente de salida (A), V_e : Tensión de entrada (V), V_s : Tensión de salida (V), R : Resistencia serie (Ω), X : Reactancia serie (Ω), R_m : Resistencia derivación (Ω), X_m : Reactancia derivación (Ω), I_m : Corriente asociada con la excitación del transformador (A).

Los valores de los parámetros de los transformadores se pueden estimar a partir de normas establecidas según su capacidad y valores de tensión, o se pueden obtener de los datos de placa que son proporcionados por los fabricantes de los mismos. Cabe indicar que el modelo es válido para transformadores monofásicos, trifásicos o bancos de transformadores monofásicos iguales.

Si tenemos de dato las pérdidas a potencia nominal, y queremos calcular las pérdidas para otra condición de carga, se establece en la ecuación (2.13):

$$P_L^j = P_L^i (S_j / S^i)^2 \quad \text{Ec (2.13)}$$

Dónde: P_L^j : Pérdidas en el cobre (W) para una carga S^j (VA), P_L^i : Pérdidas en el cobre (W) para una carga nominal S^i (VA).

Las pérdidas en el hierro del transformador vienen dadas por la ecuación (2.14):

$$P_L^V = V_e^2 / R_m \quad \text{Ec (2.14)}$$

Dónde: P_L^V : Pérdidas en vacío (W).

Las pérdidas en el hierro en una primera aproximación pueden ser consideradas constantes, sabiendo que en los sistemas eléctricos los valores de tensión por lo

general están oscilando como máximo entre el $\pm 5\%$ de su valor nominal. Para lograr una mayor exactitud en el cálculo de las pérdidas en vacío se utiliza la ecuación (2.15):

$$P_L^{jv} = P_L^{tv} \left(\frac{V^j}{V_t} \right)^2 \quad \text{Ec. (2.15)}$$

Dónde: P_L^{jv} : Pérdidas en vacío (W) a un valor de tensión V^j , V_t : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas.

Si se dispone de una información horaria respecto a las variables del transformador, tales como potencia activa, tensión, potencia reactiva, el factor de pérdidas se calcula mediante la ecuación (2.16):

$$F_L = \left(\frac{1}{T} \right) \sum_{t=1}^N (P_{Dt} / P_D^P)^2 \quad \text{Ec. (2.16)}$$

Dónde: P_{DT} = Demanda promedio (W) del intervalo i , P_D^P = Demanda máxima o pico (W) en el periodo considerado, F_L = Factor de pérdida.

Pérdidas Técnicas de Energía en el Sistema de Transmisión.- Este sistema está caracterizado por el flujo de grandes bloques de energía, entre los cuales puede existir importaciones o exportaciones de la misma, aquí básicamente existen las pérdidas en las líneas de transmisión y en los transformadores.

Pérdidas de Energía en las Líneas de Transmisión.- Debido a que por estos elementos se produce el transporte de la energía eléctrica de un punto a otro, básicamente aquí están presentes las pérdidas por efecto Joule, así como también las pérdidas por efecto corona.

Para obtener buenos resultados en la estimación de las pérdidas de energía se requiere de una modelación de la línea de transmisión. Para calcular las pérdidas por efecto Joule se representa a la línea como se muestra en la figura (2.7).

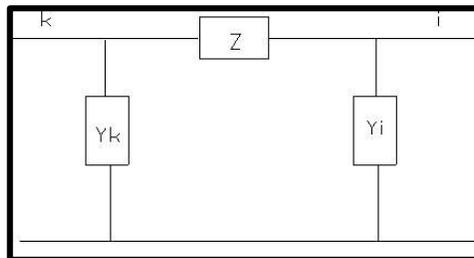


Fig. 2.7 Diagrama que representa la Línea de Transmisión.

dónde: $Y_k = G_k + jB_k$, $Y_i = G_i + jB_i$, G_k , G_i : Conductancia (derivación) de la línea (Ω), B_k , B_i : Susceptancia (derivación) de la línea (Ω), R : Resistencia serie de la línea (Ω), X : Reactancia serie de la línea (Ω), Y_k , Y_i : Admitancia (derivación) de la línea (Ω).

Los valores de resistencias y reactancias suelen ser proporcionados por los fabricantes, estos están en función de las características físicas de los conductores y de la disposición geométrica de los mismos.

En el caso de la conductancia se debe tener un cuidado especial debido a que esta depende de las características del medio ambiente tales como: Humedad, Altura sobre el nivel del mar, Presión Atmosférica y Temperatura del medio.

Para realizar el estudio de las pérdidas por efecto corona en las líneas de transmisión se tiene que involucrar aspectos como condiciones meteorológicas, tensión de servicio, a continuación se presenta una metodología para la estimación de las pérdidas por efecto corona.

Se debe hacer primeramente un estudio que considere condiciones de mal y buen tiempo, para condiciones de buen tiempo se utiliza el esquema desarrollado por Petterson, el cual se basa en la ecuación:

$$P_L^{bt} = \frac{20.96 \cdot 10^{-6} f V^2 \phi_c}{\log^2(2D/d)} \quad (\text{Ec.2.17})$$

Dónde: P_L^{bt} : Pérdidas por efecto corona (kW/km) por fase para condiciones de buen tiempo, f: Frecuencia (Hz), V: Tensión línea-tierra (kV), D: Distancia media geométrica entre conductores (cm.), d: Diámetro del conductor (cm.), ϕ_c : Factor de pérdidas por efecto corona.

Este factor de pérdidas ϕ_c depende de la relación entre la tensión de fase y la tensión crítica de ruptura, siendo esta:

$$\phi_c = \exp(k_1)$$

$$k_1 = \exp\left(0.2354 + 1.043 \frac{V}{V_0}\right)$$

Dónde: k_1 : Exponente de pérdidas, V_0 : Tensión crítica de ruptura (kV).

Y el valor de la tensión crítica de ruptura para una línea se determina por la ecuación (2.18):

$$V_0 = 21.1 \cdot m \cdot \delta \cdot \beta \cdot r_e \cdot \ln D / r_e \quad \text{Ec. (2.18)}$$

Dónde: V_0 : Tensión crítica de ruptura (kV), D: Distancia media geométrica entre conductores (cm.), β : Constante de Peek, dada por la ecuación (2.19), dónde: δ : Densidad relativa del aire y r_e : Radio del conductor (cm).

$$\beta = \frac{1 + 0.301}{(\delta r_e)^{1/2}} \quad \text{Ec. (2.19)}$$

$$m : \text{Coeficiente de rugosidad} \begin{cases} 1 & \text{para conductores lisos} \\ 0.93 - 0.98 & \text{para hilos rugosos u oxidados} \\ 0.83 - 0.87 & \text{para conductores trensados} \end{cases}$$

El cálculo de pérdidas por efecto corona en condiciones de mal tiempo se lo realiza mediante la ecuación (2.20):

$$P_L^{mt} = K F_C \quad \text{Ec. (2.20)}$$

Dónde: P_L^{mt} : Pérdidas por efecto corona, k: Constante que viene dada por la ecuación (2.21):

$$k = (n f \beta)^2 \frac{2.52 - \log\left(\frac{\sigma}{r_e}\right)}{2.52 - \log \sigma} \quad \text{Ec (2.21)}$$

F_C : Factor de corrección de pérdidas por efecto corona para condiciones de mal tiempo (kW), el cual puede ser calculado mediante la figura (2.8).

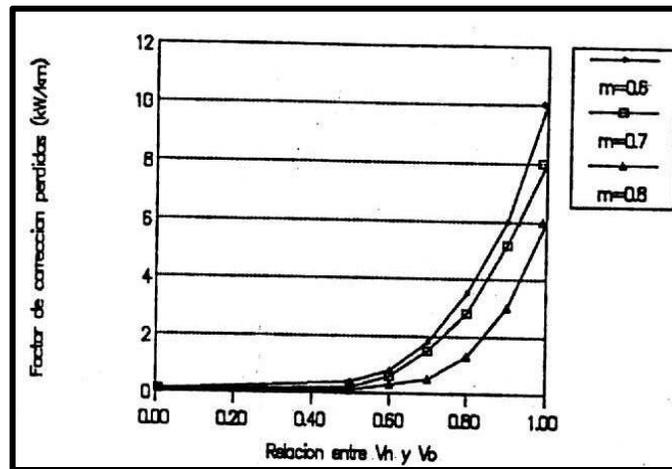


Fig. 2.8 Diagrama del Factor de Corrección de Pérdidas.

Por lo tanto la evaluación de las pérdidas en la línea debida al efecto corona se lo realiza mediante la siguiente la ecuación (2.22). Dónde: p^{bt} : Porcentaje de buen tiempo en un año, p^{mt} : Porcentaje de mal tiempo en un año, l: Longitud del conductor en Km.

$$L = 87.6 * (\underline{p^{bt}} \underline{P_{L^{bt}}} + \underline{p^{mt}} \underline{P_{L^{mt}}}) /$$

2.3 Transformadores de Instrumento

Los “transformadores de instrumento”, es una designación general para clasificar a los transformadores de corriente y voltaje, que son dispositivos para transformar con precisión. La transformación se hace por diferentes razones. Una de ellas es reducir en forma precisa, a través de la transformación, la magnitud de la corriente primaria o del voltaje del circuito a valores que sean más fáciles de manipular por razones de seguridad del personal.

Para los transformadores de corriente, el valor secundario de corriente es 5 A y para los transformadores de potencial los voltajes secundarios son 120 a 115 V. la segunda forma es aislar el equipo secundario (instrumentos de medición y/o protección) de los voltajes primarios que son peligrosos.

Y la última es para dar a los usuarios mayor flexibilidad en la utilización del equipo, en aplicaciones tales como: medición y protección. Para revidar la conveniencia y posibilidad de aplicar el mismo tipo de transformador de instrumento para aplicaciones simultaneas en medición y protección.

Las personas familiarizadas con el uso de transformadores de instrumento saben que se usan principalmente en aplicaciones de protección y medición, pero también en boquillas de: interruptores, transformadores de potencia y generadores. Desde luego, se usan también en: Subestaciones: Para protección y medición y Generadores: Para protección y medición.

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general. Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportan ni grandes tensiones, ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corriente de 5 amperes o tensiones de 120 volts.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Esto en sí, representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial que se puede generalizar en la siguiente tabla y que nos ayuda

diferenciar las funciones de un transformador a otro. Las características pueden verse en la tabla (2.1).

Concepto	Transformador	
	Tensión	Corriente
Norma IEC / IRAM	60186 / 2271	60185 / 2344 - 1
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	Z_2 disminuye	Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea:	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario:	En paralelo	En serie

Tabla 2.1 Equivalencias de funciones en los transformadores de instrumento.

Transformadores de corriente.- Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos.

Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comportan como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por otro lado, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conecten a transformadores independientes.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25kV, y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas.

Para las altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana. La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va estar conectado.

Para el caso de los transformadores utilizados en protecciones con relevadores estáticos se requieren núcleos que provoquen menores saturaciones que en el caso de los relevadores de tipo electromagnéticos, ya que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

Transformador de medición.- Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformadores de protección.- Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requiere conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

Transformadores mixtos.- En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con un núcleo adecuado, para los circuitos de protección.

Parámetros de los transformadores de corriente.

Corriente.- Las corrientes primarias y secundarias de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.

Corriente primaria.- Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para subestaciones de potencia, los valores normalizados son: 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 y 4000 amperes.

Carga secundaria.- Es el valor de la impedancia en ohms, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relevadores, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.

La carga se puede expresar también, por los volt-amperes totales y su factor de potencia, obtenidos a un valor especificado de corriente y frecuencia. Las cargas normalizadas se designan con la letra *B* seguida del valor total de la impedancia. El valor del factor de potencia normalizado es de 0.9 para los circuitos de medición y de 0.5 para los de protección.

Todos los aparatos, ya sean de medición o de protección, traen en el catálogo respectivo la carga de acuerdo con su potencia de precisión. De los cables de control se puede obtener la carga según se indica en la figura (2.9).

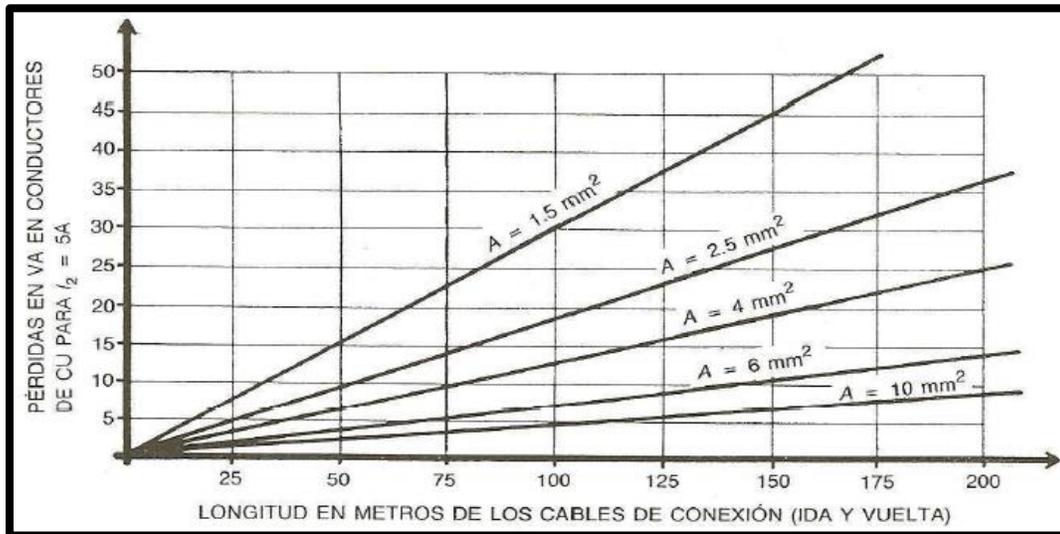


Fig. 2.9 Pérdidas en cables de control.

Límite térmico.- Un transformador debe poder soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 2 A/mm², en forma continua.

Límite de cortocircuito.- Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 143 A/mm² durante un segundo de duración del cortocircuito.

Tensión secundaria nominal.- Es la tensión que se levanta en las terminales secundarias del transformador al alimentar éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal.

Potencia nominal.- Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en volt-amperes (VA) y a veces en ohms, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato.

Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos conectados en serie con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto joule que se producen en los cables de alimentación, y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, como se indica en la tabla (2.2).

Para los secundarios de 5 amperes, no se deben utilizar conductores con calibres inferiores al No. 10 AWG, que tiene una resistencia de 1ohm por cada 333 metros de longitud. Este conductor sobredimensionado, reduce la carga (*burden*) y además proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de una ruptura accidental del circuito, con el desarrollo consiguiente de sobretensiones peligrosas.

Clase de precisión para medición.- La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.

Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, cada clase de precisión específica debe asociarse con una o varias cargas nominales de precisión, por ejemplo: 0.5 de precisión con una carga de 50 VA.

Según el uso que se dé al transformador se recomiendan las siguientes precisiones, considerando que a precisiones más bajas corresponden precios del transformador más altos, para una misma tensión y relación de transformación tabla (2.3). Los transformadores para medición están diseñados para que el núcleo se sature para valores relativamente bajos de sobrecorriente, protegiendo de esta forma los instrumentos conectados al secundario del transformador.

Cargas normales para transformadores de corriente según Normas ANSI C.57.13					
Designación de la carga	Características		Caract. para 60 Hz y corr. sec. de 5A		
	Resistencia (ohm)	Inductancia en milihenrys	Impedancia (ohm)	VA ±	Factor de potencia
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.50	2.3	1.0	25	0.5
B2.0	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Tabla 2.2 Cargas aceptadas en transformadores de corriente.

Clase de precisión para protección.- Los transformadores con núcleo para protección, se diseñan para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores de hasta 20 veces el valor de la corriente nominal.

La norma ANSI hace la siguiente clasificación de la precisión para protección:

Clase C.- Esta clase cubre a los transformadores que, por tener los devanados uniformemente distribuidos, su flujo de dispersión en el núcleo no tiene efecto

apreciable en el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación se puede calcular por métodos analíticos.

Clase 7. Esta clase cubre a los transformadores que, por no tener los devanados uniformemente distribuidos, el flujo de dispersión en el núcleo afecta el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación debe ser determinada mediante prueba de laboratorio.

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los wathorímetros de alimentadores de potencia.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación a las bobinas de corriente de los aparatos de medición en general, indicadores o registradores y a los relevadores de las protecciones diferencial, de impedancia y de distancia.
3 a 5	Alimentación a las bobinas de los relevadores de sobrecorriente.

Tabla 2.3 Precisiones normalizadas en transformadores de corriente.

Ambas clasificaciones deben complementarse con la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal, considerada entre B 1.0 y B 8.0, cuando fluye una corriente con una magnitud de 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error deberá estar limitado a 10% para cualquier corriente entre 1 y 20 veces la nominal, y para cualquier carga inferior a la nominal.

Resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuito. Esta resistencia está determinada por las corrientes de límite térmico y dinámico definidas por la ANSI como:

Corriente de límite térmico.- Es el mayor valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar por efecto joule, durante un segundo, sin sufrir deterioro y con el circuito secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperes eficaces o en n veces la corriente nominal primaria.

La elevación de temperatura admisible en el aparato es de 150 °C para aislamiento clase A. dicha elevación se obtiene con una densidad de corriente de 143 A/mm² aplicada durante un segundo. La corriente térmica se calcula con la ecuación (2.23). Dónde: I_T = Valor efectivo de la corriente límite térmico, MVA= Potencia de cortocircuito en MVA, kV= Tensión nominal del sistema en kV.

$$I_T = \frac{MVA_{cc}}{\sqrt{3} \times kV} \quad \text{Ec. (2.23)}$$

Corriente de límite dinámico.- Es el valor de pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro, con su circuito secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperes de pico, de acuerdo a la ecuación (2.24). Dónde: I_D = Valor de pico de la corriente dinámica.

$$I_D = 1.8 \sqrt{2} I_T = 2.54 I_T \quad \text{Ec. (2.24)}$$

Transformadores de potencial.- Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que requieren energizar. Estos transformadores se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

Parámetros de los transformadores de potencial

Tensiones.- Las tensiones primaria y secundaria de un transformador de potencial deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales de uso.

Tensión primaria.- Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación.

Tensión secundaria.- Los valores normalizados, según la ANSI son de 120 volts para aparatos de hasta 25 kV y de 115 volts para aquellos con valores superiores a 34.5 kV. Los transformadores de potencial se construyen normalmente con un solo embobinado secundario.

Potencia nominal.- Es la potencia secundaria expresada en volt-ampers, que se desarrolla bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características del aparato. Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo

con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación.

Clase de precisión para medición.- La clase de precisión de designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencial puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal.

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentación para los wathorímetros de sistemas de potencia y distribución.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación a las bobinas de potencial de los aparatos de medición, indicadores o registradores.
3-5	Alimentación a las bobinas de relevadores de tensión, frecuencímetros y sincronoscopios.

Tabla 2.4 Precisiones para aparatos de medición.

La precisión de un transformador se debe garantizar para valores entre 90 y 100% de la tensión nominal. Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5. Según el uso que se dé al transformador de potencial, se recomienda las siguientes precisiones de las tablas (2.4) y (2.5).

Aparatos	CONSUMO APROXIMADO EN VA	
	Transformadores de corriente	Transformadores de potencial
Ampérmetro	2 - 6	-----
Vóltmetro: indicador	-----	3.5 - 15
registrador	-----	15 - 25
Wáttmetro: indicador	1.5 - 5	6 - 10
registrador	1.5 - 8	5 - 12
Medidor de fase:		
indicador	6 - 16	7 - 20
registrador	6 - 16	15 - 20
Wathorímetro	0.5 - 1.5	3 - 15
Frecuencímetro: indicador	-----	1 - 15
registrador	-----	7 - 15
Sincronoscopio	-----	6 - 25
Relevador de tensión	-----	10 - 15
Relevador direccional	1.5 - 10	25 - 40
Relevador de corriente	3 - 10	-----
Relevador diferencial	3 - 12	-----
Relevador mínima impedancia	0.5 - 2	-----
Relevador distancia	6 - 20	-----

Tabla 2.5 Consumo en VA de diferentes aparatos.

Estos tienen como función principal reducir los valores de voltaje de sistema a valores lo suficientemente bajos para: Tener indicaciones de los voltajes del sistema, Medición del suministro o del intercambio de energía, Alimentación a relevadores para protección, Sincronización.

En general los instrumentos de medición, los indicadores y relevadores están diseñados para operar con voltajes secundarios (115 V o 120 V). La calibración de los instrumentos se hace de acuerdo con el voltaje primario del transformador de potencial. Los transformadores de potencial se clasifican desde el punto de vista de su construcción como: Transformadores de tipo magnético, Transformadores de tipo capacitivo, también conocidos como dispositivos de potencial.

Transformadores de Potencial Tipo Magnético.- Este tipo de transformadores operan bajo el mismo tipo de inducción que los transformadores de potencia, sin embargo a que existen diferencias en los requerimientos de su diseño es diferente. La carga que se alimenta por los transformadores de potencial es bastante limitada dependiendo de los propósitos para los cuales serán usados.

El principal objetivo en el diseño de los transformadores de este tipo es minimizar los errores de relación y ángulo en las mediciones que se hacen con ellos y se deben principalmente a: Caídas de voltaje en el devanado primario causadas por las corrientes de excitación y a Caídas de voltaje en ambos devanados causadas por la corriente de carga.

Transformadores de Potencial de Tipo Capacitivo.- Los transformadores de potencial tipo capacitivo también conocidos como “Dispositivos de Potencial” han tenido un uso cada vez más amplio para medición y protección en sistemas de alta y en particular de 115 kV y tensiones mayores debido a que resultan un poco más económicos que los transformadores de tipo magnético.

Información Básica para la Especificación de Transformadores de Instrumento.- Para las aplicaciones de protección y medición, se deben especificar algunas cantidades básicas en los transformadores de instrumento, como son: La relación de transformación, La precisión, El burden y Las características generales. Los transformadores de instrumento, como se mencionó, pueden ser de dos tipos: Transformadores de potencial: se usan para transformar o cambiar el voltaje y Transformadores de corriente: se usan para transformar o cambiar la corriente.

Relación de Transformación.- La relación de transformación se expresa como el cociente de la cantidad primaria a la cantidad secundaria. Para los transformadores de potencial se aplica la ecuación (2.25) y se observa en la figura (2.10).

$$RTP = V_p/V_s \quad \text{Ec. (2.25)}$$

Dónde: V_p = Voltaje primario de fase a neutro, V_s = Voltaje secundario de fase a neutro.

Para los transformadores de corriente se aplica la ecuación (2.26) y se observa en la figura (2.11):

$$RTC = I_p / I_s \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Dónde: I_p = Corriente en el primario, I_s = Corriente en el secundario.

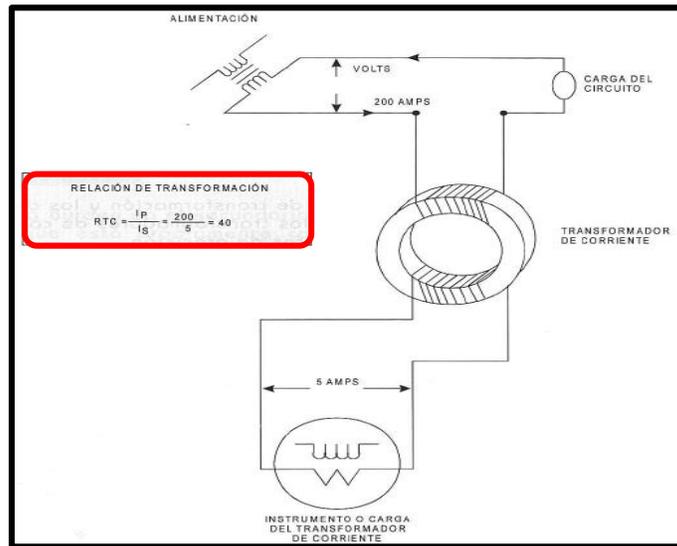


Fig. 2.10 Circuito de conexión del transformador de potencial.

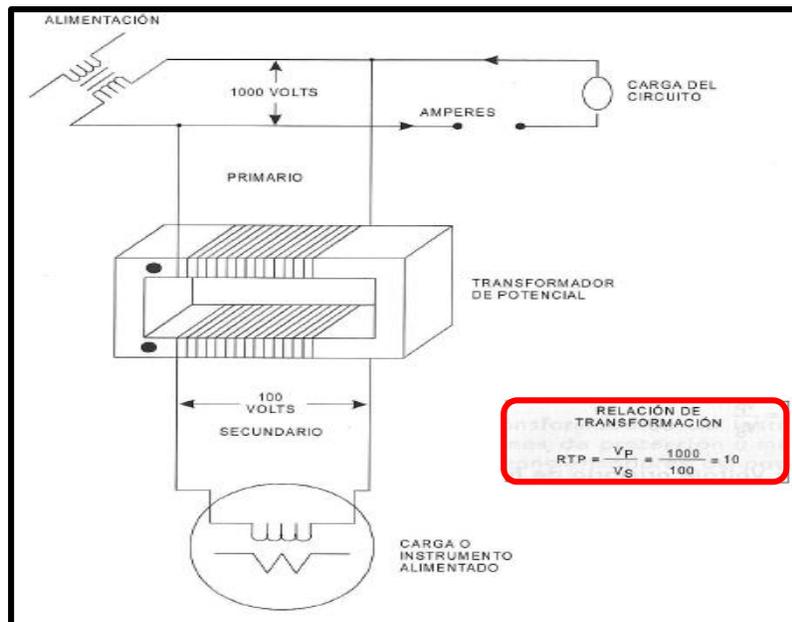


Fig. 2.11 Circuito de conexión del transformador de corriente.

Precisión.- Para que un transformador de instrumento sea una parte útil de la medición en un sistema, éste debe cambiar la magnitud del voltaje o de la corriente que se va a medir, sin introducir ningún error desconocido de la medición al sistema. La precisión de su transformación debe estar; por lo tanto, en el cálculo de la medición global, o bien, los errores deben estar dentro de los límites de un valor pequeño previamente especificado, de manera que puedan ser despreciables.

La precisión obtenida con un transformador de instrumento depende de su diseño, las condiciones del circuito y su carga o burden impuesta o conectada en el secundario, y mide en términos de su valor verdadero y ángulo de fase, bajo condiciones de operación especificadas.

Para aplicaciones de medición, la relación de transformación y los datos del ángulo de fase se miden usualmente para los transformadores de corriente y para los de potencial, debido a sus requisitos de precisión.

Para las aplicaciones en protecciones, los datos de la relación se pueden determinar en forma experimental, o bien, calculados, debido a que se acepta un amplio rango de valores. La determinación del ángulo de fase es innecesaria para la mayoría de las aplicaciones en protección por relevadores.

Existen dos errores de medición, el error de relación y el error de ángulo, y por esta razón se establecen dos factores de corrección. **Factor de corrección por relación de transformación.-** El factor de corrección por relación se define como la relación o cociente entre la relación real o verdadera a la relación especificada o teórica.

Factor de corrección de ángulo de fase.- El factor de corrección de ángulo de fase es la relación o cociente del factor de potencia verdadero al factor de potencia medido. Es una función tanto de los ángulos de fase de los transformadores de instrumento, como del factor de potencia del circuito que se va a medir.

El factor de corrección de ángulo de fase corrige el desplazamiento de la corriente o voltaje del secundario o de ambos, debido al error de ángulo del transformador de instrumento. El ángulo de fase de un transformador de instrumento es el desplazamiento de fase o error expresado en minutos entre los valores primario y secundario, debido a las pérdidas durante la transformación. Para el caso de los transformadores de potencial, se asocia la clase de precisión al burden.

La Carga o Burden.- La carga o burden en el secundario para un transformador de instrumento es aquella que está propiamente conectada al devanado secundario y que determina las potencias activa y reactiva en las terminales del secundario. El burden se puede expresar en forma de la impedancia total de la carga expresada en ohms con la resistencia efectiva y las componentes reactivas, o bien, como los volt-ampères totales (VA) y factor de potencia a un valor de corriente especificados o de voltaje y una frecuencia dada.

El burden sobre el circuito secundario de un transformador de instrumento afecta la precisión del dispositivo. De acuerdo con esto, las cargas o burdens de los

conductores (cables de control) de los instrumentos de medición y de otros instrumentos en el secundario se deben conocer. Esta información por lo general, se obtiene de datos del fabricante de los instrumentos.

Los burden estándar para transformadores de corriente se muestran en la tabla (2.6), los primeros cinco son burdens para los cuales la precisión de la clase de medición ha sido asignada y los últimos cuatro son para la precisión de relevadores (todos a 60 Hz).

Para los transformadores de potencial, se asocia el burden o carga a una letra de designación, a los volt-amperes secundarios y al factor de potencia de la carga.

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL		
EXPRESIÓN DEL BURDEN	CONVERSIÓN A WATTS Y VARS	
VA= Volts amperes a 120 volts 60 Hz	Watts a 120 V	VARs a 120 V, 60 Hz
fp= Factor de potencia del Burden	VA * fp	VA x ((1-fp) ²) ^{1/2}
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		
EXPRESIÓN DEL BURDEN	CONVERSIÓN A WATTS Y VARS	
R= Resistencia en ohms	Watts a 5 A	VARs a 5 A, 60 Hz
L= Inductancia en milihenry	25 * R	9.43 X L
Z= Impedancia en ohms 60 Hz	25 * Z * fp	25 * Z * ((1-fp) ²) ^{1/2}
fp= Factor de potencia del Burden		

Tabla 2.6 Métodos para expresar los burdens de los transformadores de instrumento.

Calculo del burden para transformadores de potencial.- El burden secundario se expresa como volts-ampere (VA) a un factor de potencia especificado. Se pueden ver los cálculos en la figura (2.12).

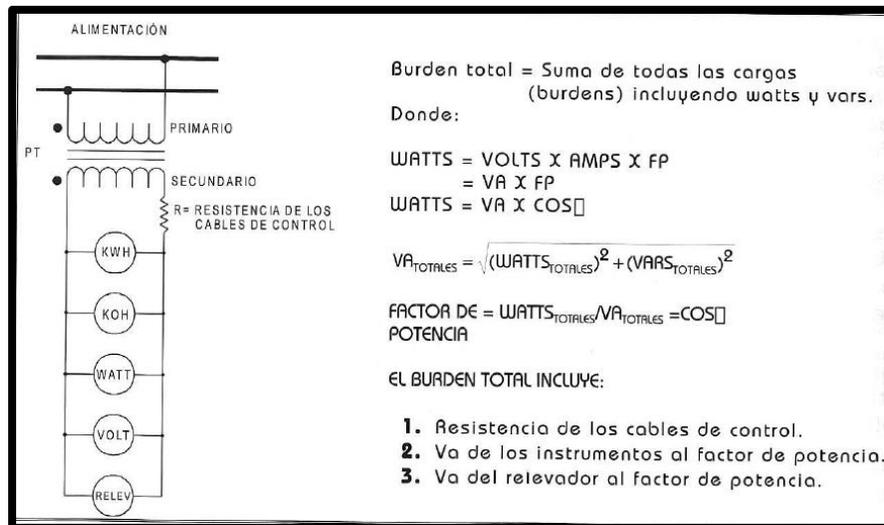


Fig. 2.12 Cálculo del burden en Tp's.

Calculo del burden para transformadores de corriente.- El burden en el secundario se expresa como volts-amperes (VA) a un factor de potencia especie. Se pueden visualizar los cálculos en la figura (2.13).

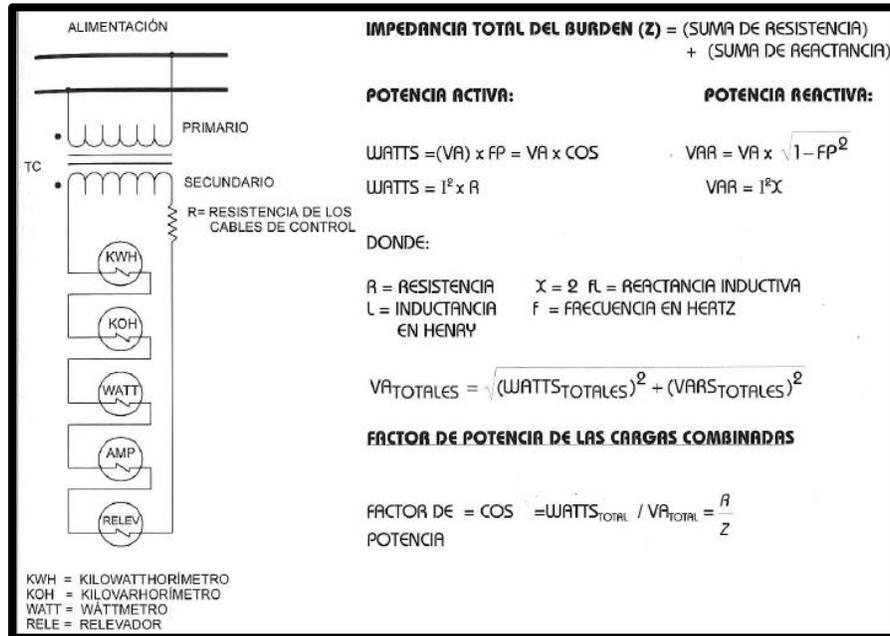


Fig. 2.13 Cálculo del burden en Tc's.

El burden de los transformadores de corriente Tc's se expresa por lo general en ohms (Ω) referidos a 5 amperes, por los que se usan 5 A nominales para convertir los VA a ohms.

La Clase de Precisión.- Para los transformadores de potencial, se debe asignar o indicar una especificación denominada **“clase de precisión”** para cada uno de los burden estándar para el cual esta designado.

Las pruebas que se realizan a los transformadores de instrumento para ver el estado en el que se encuentra se mencionan en el Anexo C.

2.4 Medidores de Energía

El medidor de energía, conocido también como Wattmetro, es un equipo que se emplea para medir la energía suministrada a los clientes. Es un contador eléctrico o medidor de consumo eléctrico. Es un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o servicio eléctrico, siendo esto su aplicación usual.

Medidores electrónicos.- La medición de energía y registro se realizan por medio de un proceso analógico-digital utilizando un microprocesador y memorias. A su vez, de acuerdo a las facilidades implementadas, estos medidores se clasifican

como: Medidores de demanda que miden y almacenan la energía total y una única demanda en las 24 hrs.

Y otro de los tipos son los Medidores multitarifa que miden y almacenan energía y demanda en diferentes tramos de tiempo de las 24 hrs, a los que le corresponden diferentes tarifas. Pueden registrar también la energía reactiva, factor de potencia y parámetros especiales adicionales. Se puede observar un tipo de medidor en la figura (2.14).



Fig. 2.14 Medidor electrónico multifunción ION 8650

Medidor Schneider Electric - Línea ION 8650.- Utilizada para el control de redes eléctricas, entradas de servicios y subestaciones, la serie ION 8650 presenta los medidores de energía tipo socket más avanzados del mundo gracias a su sistema de medición de alta precisión y su amplia gama de funciones

El medidor ION 8650 está disponible en 3 diferentes modelos:

ION 8650C.- Medición de energía y de potencia, grabación de eventos, máximos y mínimos, sags y swells, armónicos hasta el 31 y componentes simétricas, setpoints para alarmas, entradas y salidas analógicas y digitales, 32 canales de memoria para grabación periódica de datos, múltiples puertos de comunicación.

ION 8650B.- Adicional al anterior, memoria extendida hasta 320 canales de grabación, medición de armónicos hasta el 63, Modbus master

ION 8650A.- Adicional al anterior, memoria hasta 800 canales de grabación, medición de armónicos hasta el 127, captura de forma de onda, detección de transitorios y análisis de calidad de la energía de acuerdo a normas internacionales.

Aplicación típica de los medidores ION 8600 tipo Socket, en tableros para facturación eléctrica comercial, homologados para actuar sobre nodos "SMEC"

Los conceptos generales se describen en el Anexo B.

Balance de Energía.- El balance de energía se elabora con los registros de las recepciones y entregas de energía eléctrica (kWh) para un sistema en específico, tomando en cuenta los puntos de recepción y de entrega convenidos, siendo las pérdidas de energía del sistema, las que resultan de restar a la energía recibida y producida, la energía entregada y consumida. Esto se observa en la figura (2.15) y se expresa mediante la ecuación (2.27).

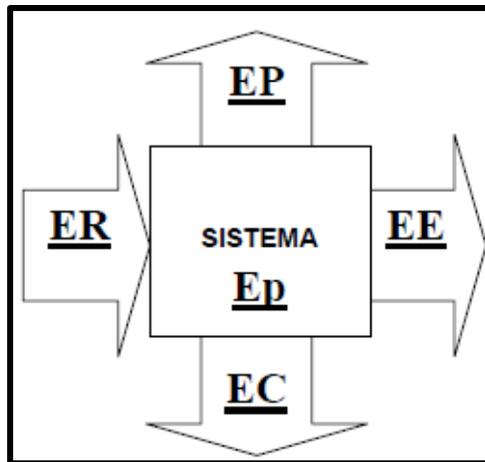


Fig. 2.15 Cálculo del Balance de Energía.

$$EP = Ep + ER - EE - EC \quad \text{Ec. (2.27)}$$

Dónde: Ep= Energía producida, ER= Energía recibida, EC= Energía consumida, EE= Energía entregada, EP= Energía perdida.

Este es el modelo representativo para la elaboración del balance de energía en los procesos de Generación, Transmisión y Distribución de Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Los conceptos de energía mencionados con anterioridad, se muestran en la figura (2.16):

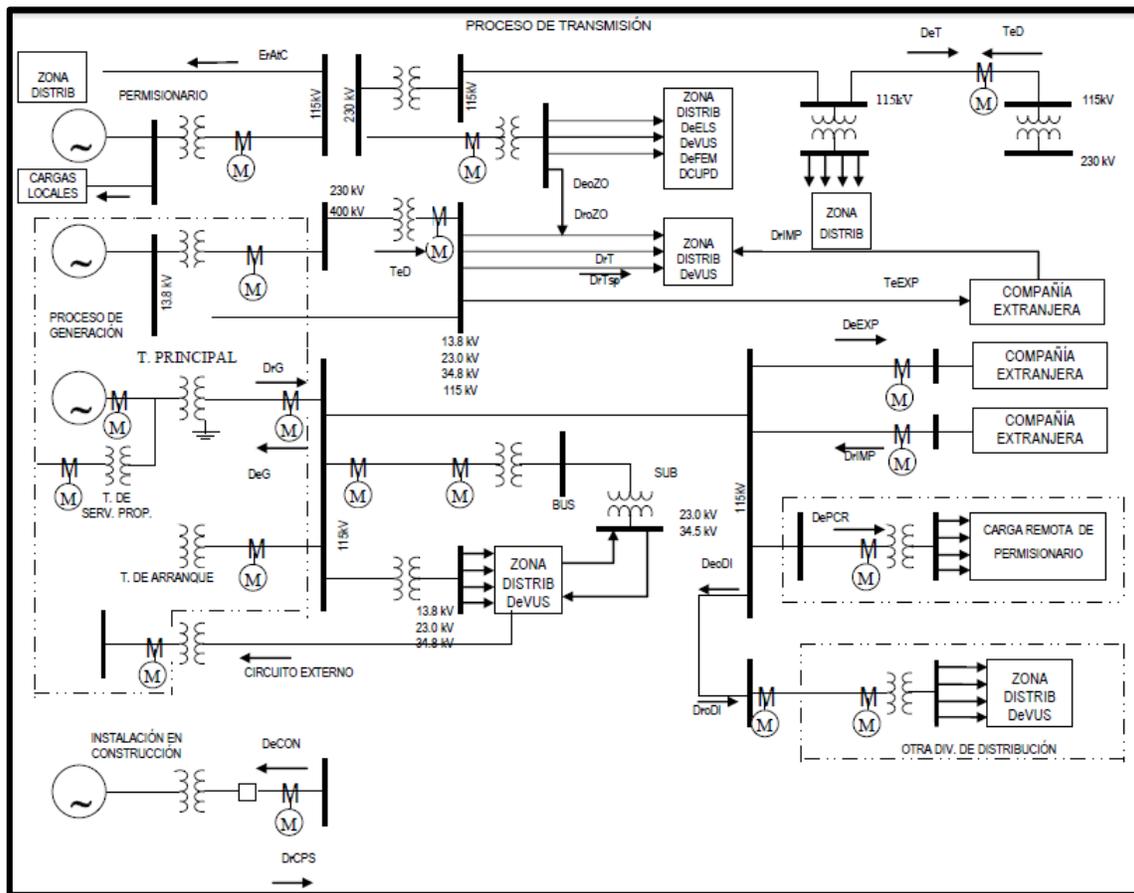


Fig. 2.16 Diagrama unifilar típico del proceso de Generación – Transmisión – Distribución.

Elaboración del Balance de Energía Eléctrica, Proceso de Generación.- El balance de energía para el proceso de Generación se elabora considerando la energía producida, la energía perdida, la energía recibida, la energía consumida y la energía entregada hacia otros procesos.

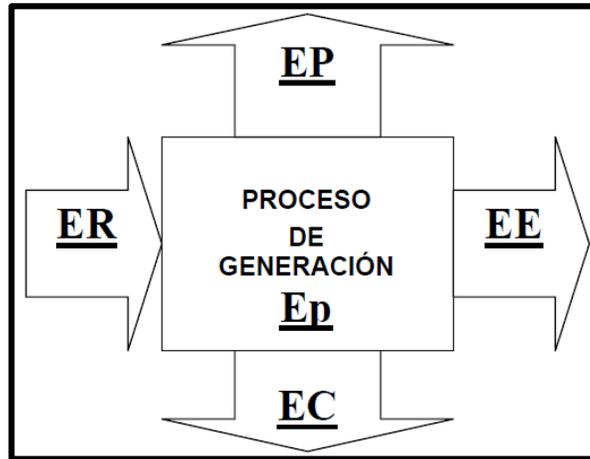


Fig. 2.17 Cálculo del Balance de Energía en Generación.

Dónde:

E_p = Energía producida, es:

E_p = Energía producida por las centrales generadoras.

E_R = Energía producida, es:

G_rT : Energía que Generación recibe de Transmisión.

G_rD : Energía que Generación recibe de Distribución.

E_C = Energía producida, es:

E_{cA} = Energía consumida autoabastecida por las unidades generadoras.

E_{cT} = Energía consumida recibida de Transmisión.

E_{cD} = Energía consumida recibida de Distribución.

E_E = Energía producida, es:

G_eT = Energía entregada por Generación a Transmisión.

G_eD = Energía entregada por Generación a Distribución.

E_P = Energía producida: conformada por las pérdidas técnicas y no técnicas de la central generadora.

Para la elaboración del balance de energía eléctrica, en el proceso de Generación partimos de la energía entregada por las centrales generadoras (E_E) medida en el lado de alta tensión del transformador principal y de la energía que se recibe de un proceso ya sea para servicios propios de la central o para su entrega al mismo u otro proceso.

Para determinar el consumo de servicio propio autoabastecidos de la central, se utilizan medidores de energía en el lado de baja tensión bajo la ecuación (2.28).

$$E_{cAtaru} + E_{cAtau} + E_{cAcsu} + E_{cAou} \quad Ec. (2.28)$$

Donde:

EcAtaru = Energía consumida autoabastecida por la unidad a través del transformador de arranque (incluyendo pérdidas del mismo).
 EcAtau = Energía consumida autoabastecida por la unidad a través del transformador auxiliar (incluyendo pérdidas del mismo).
 EcAcsu = Energía consumida abastecida a otra unidad de la propia central para que opere como condensador síncrono.
 EcAou = Energía consumida abastecida a otra unidad para su arranque.

De acuerdo a la ecuación (2.29) para el cálculo interno de la central, se considera que la Energía Consumida debe considerar los consumos de las unidades generadoras, la recibida de Transmisión y Distribución, las pérdidas técnicas y no técnicas (errores de medición) de la central.

$$Ec = EcAte + EcAsp + EcrT + EcrD \quad \text{Ec. (2.29)}$$

Ec = Energía consumida de la central generadora.
 EcAsp = Energía consumida autoabastecida servicios propios.
 EcAte = Energía autoabastecida transformador de excitación.
 EcrT = Energía consumida recibida de Transmisión.
 EcrD = Energía consumida recibida de Distribución.

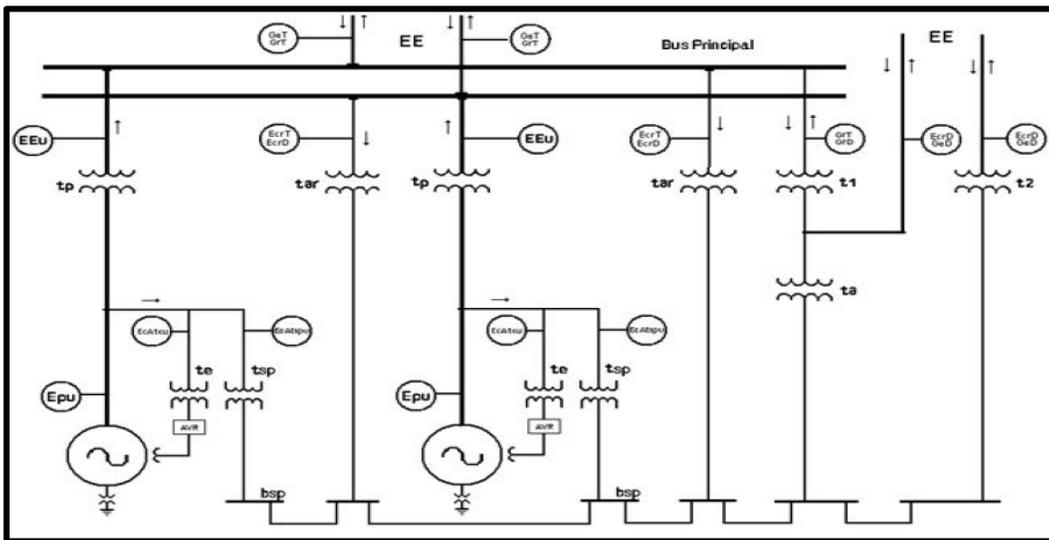


Fig. 2.18 Diagrama unifilar típico de cualquier central generadora.

Dónde:

EE = Energía entregada por la central.
 Epu = Energía producida por unidad.
 EEu = Energía entregada por unidad.
 te = Transformador de excitación.
 tp = Transformador principal de unidad.
 tsp = Transformador de servicios propios de unidad.

bsp =Bus de servicios propios.
tar = Transformador de arranque.
ta = Transformador auxiliar.
t1 = Transformador de Transmisión o Distribución.
t2 = Transformador de un circuito externo de Transmisión o Distribución.
GeT = Generación entrega a Transmisión.
GrT =Generación recibe de Transmisión.
GeD = Generación entrega a Distribución
GrD = Generación recibe de Distribución
EcrT = Energía consumida recibida de Transmisión.
EcrD = Energía consumida recibida de Distribución.
EcAteu = Energía consumida autoabastecida transformador de excitación de unidad.
EcAtspu = Energía consumida autoabastecida transformador de servicios propios de unidad.

Energía entregada por central generadora (EE).- En la figura (2.18), se muestra el diagrama unifilar típico, donde se observa que la medición de la energía entregada por la central generadora se ubica en lado de alta tensión de los transformadores principales, en el bus de la subestación o al inicio de la salida de o en las líneas de transmisión cuando la subestación asociada pertenezca a la Central.

Este será el punto de entrega y sus valores serán los oficiales que se consideren para la conciliación con los procesos involucrados, aun cuando las centrales reciban energía de un proceso para su entrega al mismo o a otro proceso.

En caso de falla del esquema de medición asociado al punto de entrega, las partes acordarán los mecanismos de corrección necesarios. El responsable del punto de medición de la energía entregada deberá corregir la problemática a más tardar en los siguientes 10 días naturales después de ocurrida la falla.

3. Desarrollo

3.1 Selección del Periodo de Estudio de las Mediciones

La República Mexicana se conforma de una empresa que se encarga del suministro de energía y que tiene diferentes funciones las cuales son generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica, dicha empresa es Comisión Federal de Electricidad. Esta empresa se divide por regiones y la Chiapas corresponde a la Región Sureste.

En el estado de Chiapas se encuentran 7 de las Centrales Hidroeléctricas importantes en el abastecimiento energético del país. Las cuales son. C.H. Chichoasén, C.H. La Angostura, C.H. Malpaso, C.H. Peñitas, C.H. Schpoina, C.H. Bombaná y C.H. José Cecilio del Valle. Los cuales se muestran en la figura (3.1)

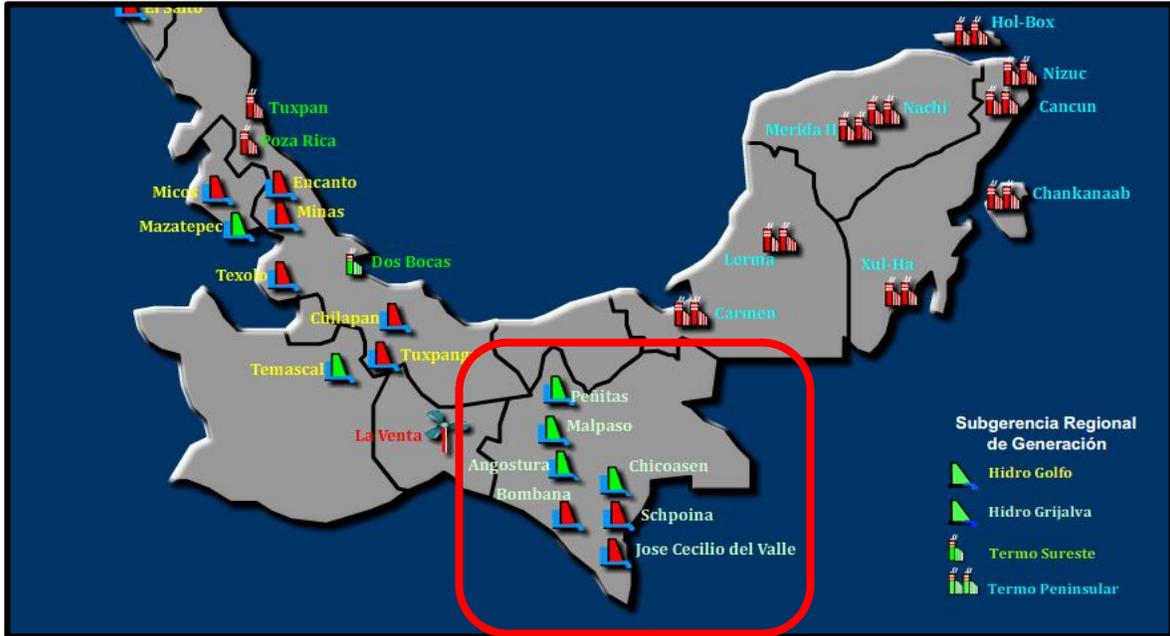


Fig. 3.1 Localización de las Centrales Hidroeléctricas en el Estado de Chiapas.

El siguiente proyecto se realiza en la C.H. Malpaso en las seis Unidades que la conforman. Se conocerán los componentes que conforman los equipos de Protección y Medición. Ya que en la Etapa 1 y 2 son unidades iguales en el sistema de Protecciones y Mediciones, el análisis abarcara en las 6 unidades de la Central Hidroeléctrica. Se observa la Central Hidroeléctrica en la figura (3.2)



Fig. 3.2 Localización de la Central Hidroeléctrica Malpaso.

El análisis se realizará en un periodo de 4 meses los cuales comprenden de Febrero a Mayo del 2015. Con dichos análisis se pretende obtener información cuantificada de la Energía que se genera y se transmite a la ZTM (Zona Transmisión Malpaso). El análisis se basa en la obtención de mediciones crudas y compararlas con otras mediciones tomadas en un Nodo diferente que pertenece a Transmisión.

3.2 Desarrollo del Proyecto en Sistemas de Mediciones de la C.H. Malpaso

Se hace un recorrido por las instalaciones donde se encuentran los medidores ION 8650A y Artech, se ve el estado en que se encuentran las instalaciones, cableados y el gabinete, esto puede verse en las figuras (3.3), (3.4), (3.5) y (3.6). Se identifican los medidores de los cuales estaremos descargando los datos mensuales para hacer un seguimiento de energía diario y cuadrarlo al término del mes y así poder comparar los resultados con las mediciones tomadas con los otros sistemas de comunicación de datos los cuales son: SIGOP y WEBSIME.



Fig. 3.3 Gabinete de Medidores ION 8650A de Generación Neta.



Fig. 3.4 Medidor ION 8650A de Generación Neta.



Fig. 3.5 Gabinete de Medidores ARTECHE de Generación Neta.



Fig. 3.6 Medidor ARTECHE de Generación Neta.

La gama de medidores que se utilizan para los diferentes procesos de mediciones, ya sea, Generación Bruta, Servicios Propios, Generación Neta y Servicios Exteriores, se encuentran posicionados en lugares estratégicos para que midan los valores que se necesitan para realizar el balance de energía y para tener conocimiento de cuanto se genera y dónde son los puntos de consumo en Casa de Maquina. En la figura (3.7), se muestran las ubicaciones de las mediciones que se realizan para así saber cuánto se está generando y se le entrega a Transmisión, también para tener un control de medición en los circuitos de consumo propio de la central.

Los medidores de color anaranjado, son los medidores de Generación Bruta, la función de estos es medir la energía real que se encuentra produciendo la unidad; los medidores de color azul, son los medidores de Servicios Propios, en esta sección del generador se encuentran derivaciones que retroalimenta a la misma máquina y que también a Casa de Maquinas, ya sea en equipos auxiliares e iluminación, este consumo propio debe medirse para saber que tanto se necesita de energía para que la Central siga con sus trabajos cotidianos.

Los medidores de color rojo, son los medidores de Generación Neta, esta medición es la diferencia entre Generación Bruta menos la de Servicios Propios. Como consecuencia es la energía real entregada en el lado de baja de transformador a la Zona de Transmisión Malpaso (ZTM). Por último los de color gris, son los de Servicios Exteriores, que miden los circuitos 4020 y 4030.

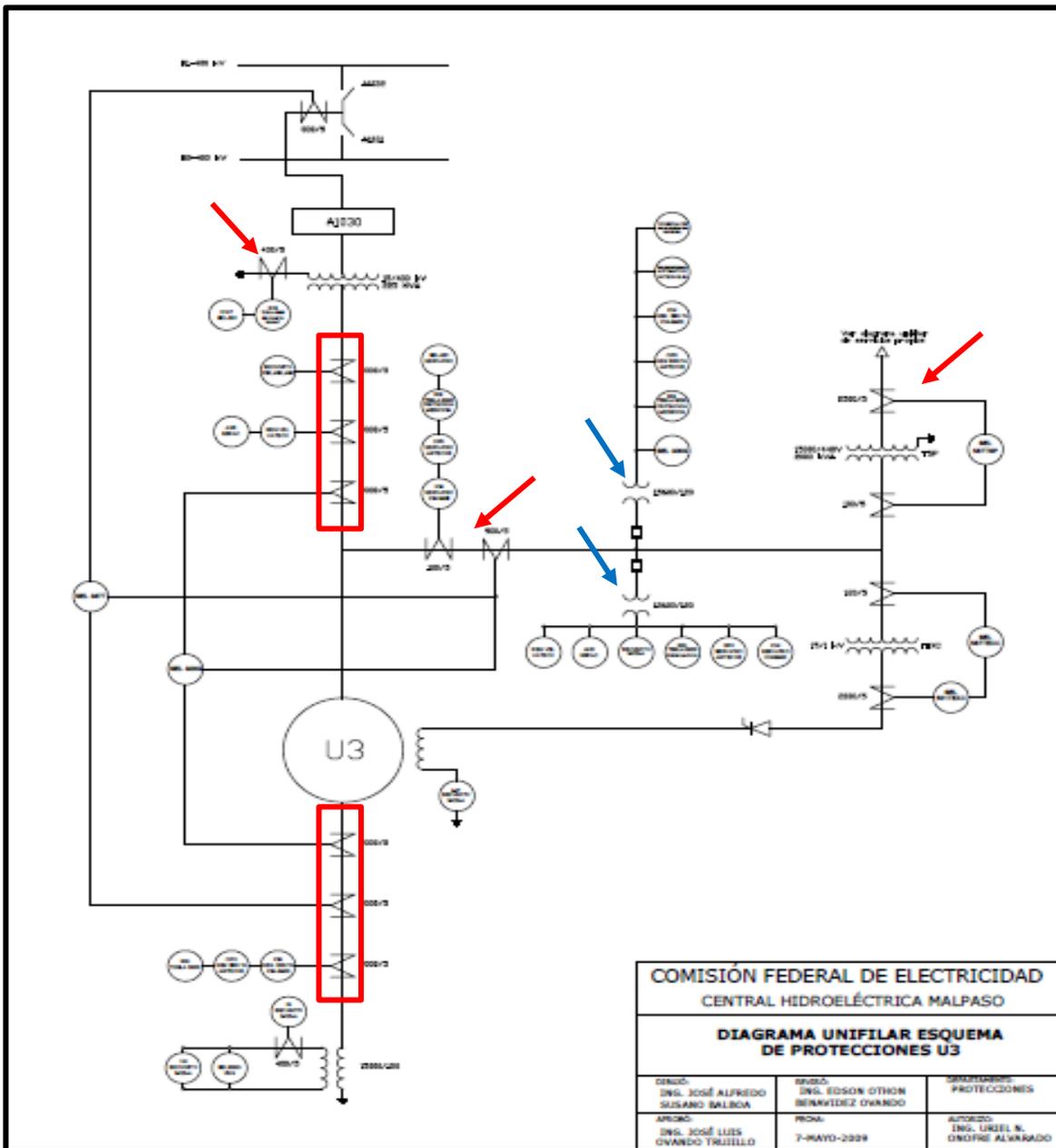


Fig. 3.8 Diagrama Unifilar Esquema de protecciones.

La unidad generadora conlleva, aparte de un equipo de medición, un esquema de protecciones, que como su nombre lo dice protege a los procesos que conforman el proceso de generación. Este esquema que se observa en la figura (3.8), se pueden ver los diferentes equipos que se utilizan para la protección del generador, los cuales están conformados por Transformadores de Potencial (Tp's) y Transformadores de Corriente (Tc's).

Dichos instrumentos como se menciona en el capítulo dos se clasifican dependiendo sus características de precisión que vienen mencionadas en su placa de datos. La relación de transformación de los Transformadores de Potencial es de 15,600/120 V y estos se encuentran en la GB, SP y GN, y que también sirven para algunos equipos de protección como son el SEL-300G, el Sincronizador Automático ABB y el AVR, que se señalan con la flecha azul en la figura (3.8).

Con respecto a los Transformadores de Corriente, tienen una relación de transformación de 100/5, 900/5 y 9000/5, los que son utilizados para la medición en Servicios Propios son los de 100/5 A, y para los sistemas de protección se utilizan los de mayor capacidad ya que son colocados donde existe un mayor flujo de corriente dependiendo de la demanda que se le exija a la unidad generadora.

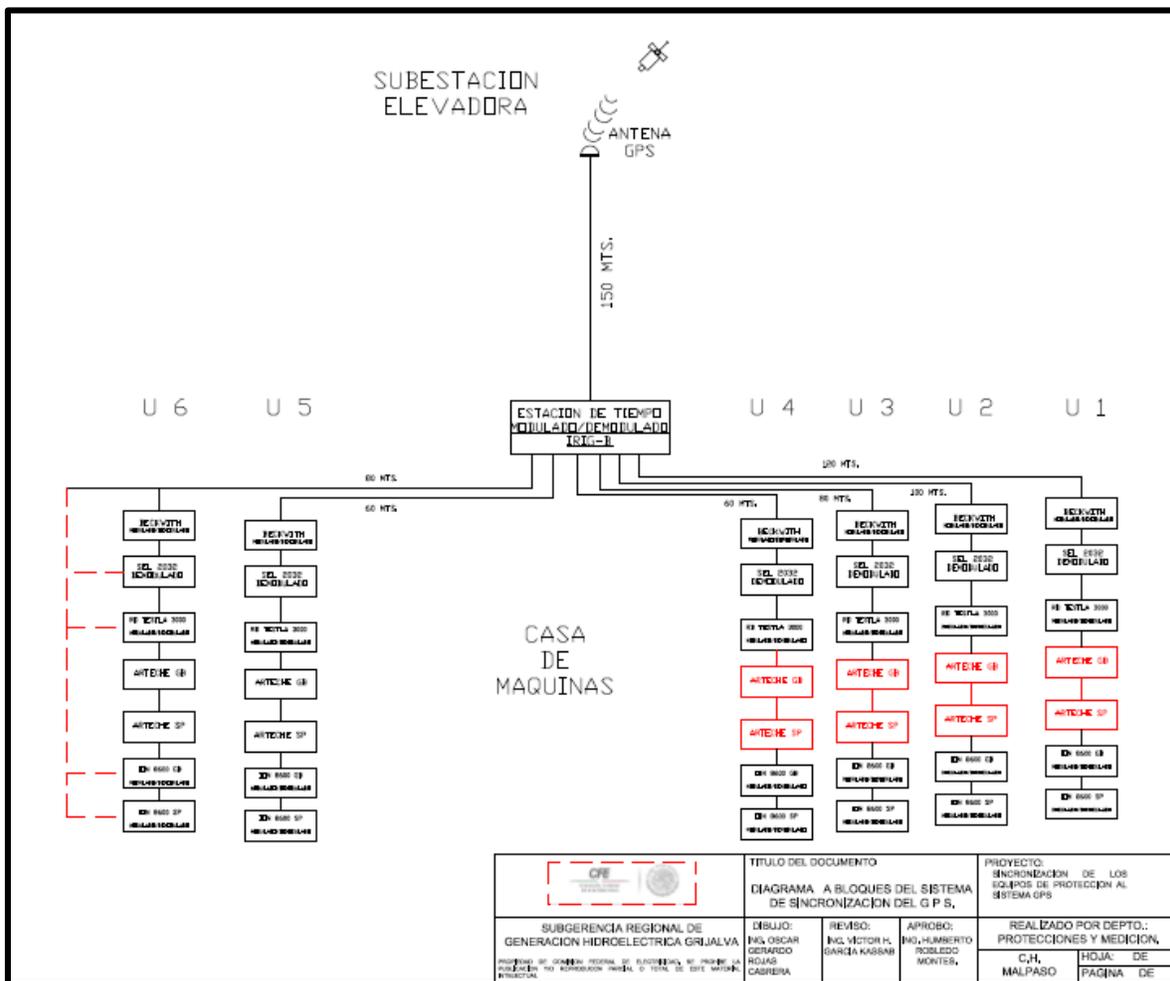


Fig. 3.9 Diagrama a Bloques del Sistema de Sincronización del GPS.

En la figura (3.9), se hace mención de la sincronización por medio del GPS IRIG-B, ya que el día 5 de abril a la 01:59 se realizó el cambio de horario de verano, lo cual implica que los sistemas de medición no registran los datos de las 02:00 a las 03:00 horas, ya que automáticamente el GPS pasó de la: 01:59 a las 03:00. Donde se procede a tomar los datos de la hora anterior para realizar el balance de energía lo cual está establecido en la Guía de Acciones para el cambio de Horario Invierno – Verano Relativas a la Adquisición de Información para el Balance de Energía.

3.3 Análisis de Energía del Mes de Febrero

Para establecer la comunicación con el medidor existen dos maneras: por medio cable Ethernet y por IP. La primera opción es un poco lenta y pesada ya que se tiene que ir haciendo la conexión a cada medidor; en cambio la opción de la IP solo se entra al programa del medidor y se ingresa y mediante los protocolos de comunicación se mandan a llamar los datos de energía que necesitamos.

Comunicación con los Medidores.- Los pasos para la obtención de los datos de los medidores ION 8650A son: Se abre la aplicación ION SETUP, y se selecciona el modo por el cual se nos facilite la adquisición de los datos, en este caso se escoge la opción Ethernet por medio de la IP, se ingresa la IP del medidor que queramos descargar los datos y entramos en la él, esto se observa en la figura (3.10)

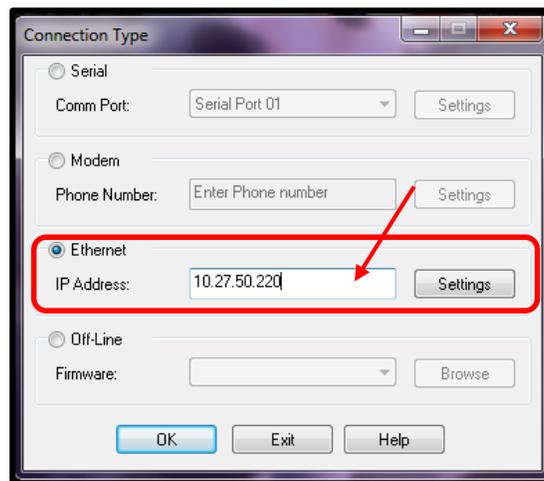


Fig. 3.10 Interacción con el Medidor ION 8650A.

Los pasos para la obtención de los datos de los medidores ARTECHE son: Se abre la aplicación DsCom, y se selecciona el modo por el cual se nos facilite la adquisición de los datos, en este caso se escoge la opción TCP/IP por medio de la IP, se ingresa la IP del medidor que queramos descargar los datos y entramos en la él, esto se puede ver en la figura (3.11).

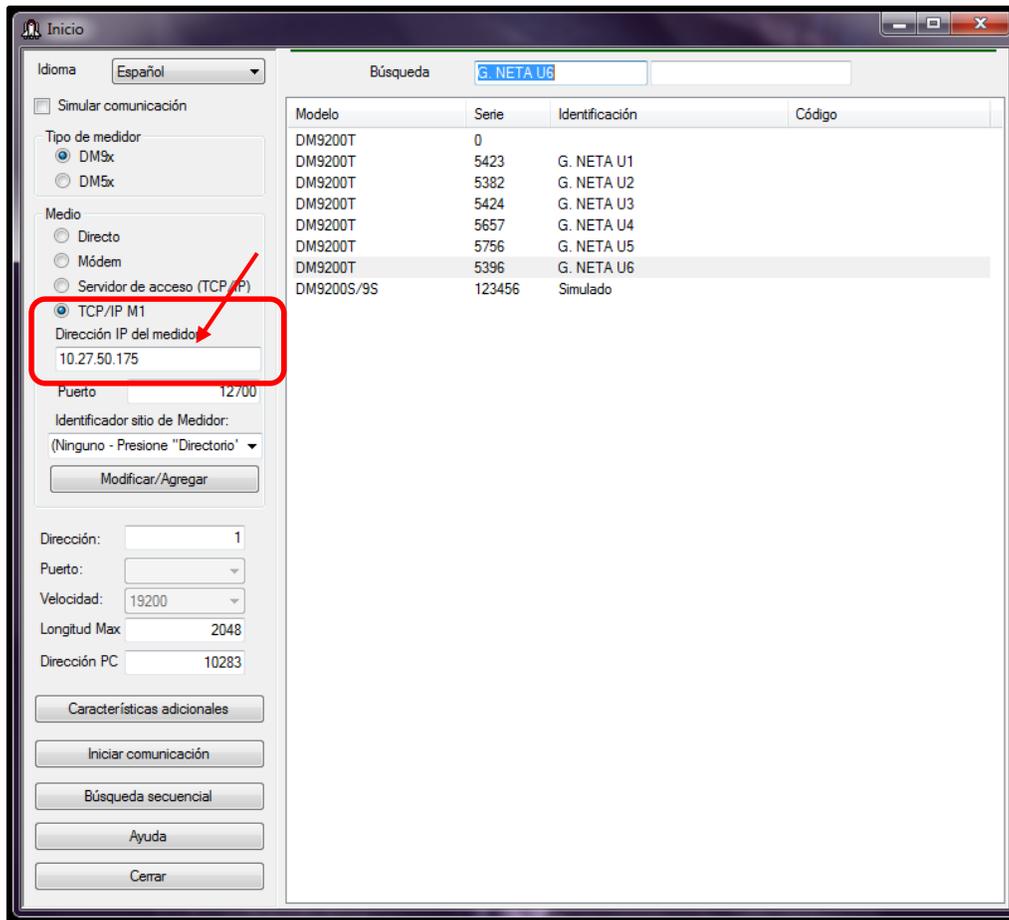


Fig. 3.11 Interacción con el Medidor Arteché.

Seguimiento de las Mediciones Crudas & SIGOP.- Se da inicio con la recopilación de las mediciones del periodo comprendido del 1 al 28 de Febrero de 2015, para realizar el Balance de Energía. Al hacer el seguimiento en la herramienta de Excel, se observan diferentes mediciones en el medidor de la Unidad 5, este no concuerda con las mediciones comparadas con la ZTM (Zona Transmisión Malpaso) ni con el SIGOP (Sistema de Gestión de Operación).

HORA	DÍA	CORIMPS0000103	MPS0103	Δ_MED-SIGOP	CORIMPS0000203	MPS0203	Δ_MED-SIGOP	CORIMPS0000303	MPS0303	Δ_MED-SIGOP	CORIMPS0000403	MPS0403
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
1:00:00	01/02/15	0	0	0.0004	0	0	0.0000	0	76800	76800.0000	0	0
2:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
3:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
4:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
5:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
6:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
7:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
8:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
9:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
10:00:00	01/02/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	22837
11:00:00	01/02/15	156763	59861	96901.8903	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	165987
12:00:00	01/02/15	174628	173756	871.5430	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	173359
13:00:00	01/02/15	156436	162026	-5589.6279	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	161344
14:00:00	01/02/15	167392	172675	-5282.6582	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	172303
15:00:00	01/02/15	154125	172947	-18821.6943	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	172287

Fig. 3.12 Comparación de Mediciones Crudas Contra el SIGOP.

Los datos que se observan de color rojo en la figura (3.12), es la diferencia con las mediciones del SIGOP y nos damos cuenta que algunas mediciones crudas no corresponden al horario en el que se encuentran y tienen un atraso de 5 horas. Como en el mes de Febrero no se encontró la razón de este desfase horario, se procede a analizar el mes de Enero.

Se realizó la descarga de las mediciones del mes de Enero, y se hizo la revisión durante las mediciones de todo el mes, y se encontró un corrimiento horario el día 28 de Enero de 2015 a las 12:00:00 pm, lo cual se puede ver en la figura (3.13). Se dictaminó que la extracción de las mediciones de energía de la C.H. MPS, se realiza por medio de un nodo modelo CPC1250-AC, de la marca Advantech, administrado por la ZTM, el cual ha presentado múltiples salidas por fallas técnicas en hardware y software.

Esta misma falla fue vista el 31 de Julio de 2014, donde se detecta diferencia de horario entre medidores de la cadena de casa de máquinas y la cadena de medidores de GN en MPU (Subestación Malpaso Uno). Se habilitó el pulso de sincronización de tiempo por protocolo a los medidores de GN. Los mismos procedimientos se realizaron esta ocasión para que el medidor siguiera en su funcionamiento normal.

1	Date/Time	Reporte por hora	kWh E	kWh R	VII ab	VII bc	VII ca	VII avg	I a	I b	I c	I avg	kW tot	Freq
141	28/01/2015 11:40:00.000 a.m.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
142	28/01/2015 11:45:00.000 a.m.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
143	28/01/2015 11:50:00.000 a.m.		3154.84766	0	418499.688	418489.719	418659.594	418549.688	80.003136	80.06929	80.0354	80.035942	52827.2969	59.9999
144	28/01/2015 11:55:00.000 a.m.		4402.35449	0	418507.094	418502.969	418694.625	418568.25	80.009727	80.068825	80.039322	80.039291	52831.1484	59.9999
145	28/01/2015 12:00:00.000 p.m.		700.69653	0	418522.563	418512.906	418685.469	418573.625	80.005455	80.067635	80.038559	80.037224	58026.1172	59.9999
146	28/01/2015 12:05:00.000 p.m.		435.89648	0	418542.781	418542.375	418721.563	418602.25	80.014954	80.071167	80.044365	80.043495	58034.6406	59.9999
147	28/01/2015 12:10:00.000 p.m.		835.1875	0	418569.75	418535.281	418733.656	418612.906	80.012253	80.07309	80.04937	80.044899	58037.1406	60.0000
148	28/01/2015 06:15:00.000 a.m.		486.30225	0	418528.281	418527.688	418714.781	418590.25	80.01207	80.067398	80.042297	80.040588	58030.8711	59.9999
149	28/01/2015 06:20:00.000 a.m.		835.4082	0	418488.875	418484.125	418674.844	418549.281	80.00444	80.062332	80.037704	80.034828	58021.0117	59.9999
150	28/01/2015 12:25:00.000 p.m.		435.20264	0	418504.219	418487.875	418691.375	418561.156	80.006187	80.063255	80.042076	80.03717	58024.3594	59.9999
151	28/01/2015 06:30:00.000 a.m.		435.53076	0	418528.719	418492.625	418693.094	418571.469	80.005585	80.069016	80.044266	80.039627	58027.5664	59.9999
152	28/01/2015 06:35:00.000 a.m.		835.8291	0	418547.156	418515.688	418705.5	418589.438	80.008148	80.07132	80.04554	80.041664	58031.5391	59.9999
153	28/01/2015 06:40:00.000 a.m.		207.99268	0	410507.188	410834.125	408707.813	410016.375	0	0	0	0	0	60.0055
154	28/01/2015 06:45:00.000 a.m.		0	0	410634.938	411061.625	408896.344	410197.625	0	0	0	0	0	60.0577
155	28/01/2015 06:50:00.000 a.m.		0	0	410651.656	411060.281	408879.281	410197.094	0	0	0	0	0	59.9915
156	28/01/2015 12:55:00.000 p.m.		0	0	410783.219	411136.156	408975.969	410298.438	0	0	0	0	0	59.9994
157	28/01/2015 06:00:00.000 p.m.		0	0	410841.688	411180.188	409038.188	410353.375	0	0	0	0	0	60.0129
158	28/01/2015 07:05:00.000 a.m.		0	0	410813.313	411092.406	408950.219	410285.313	0	0	0	0	0	59.977
159	28/01/2015 07:10:00.000 a.m.		0	0	410760.344	411056.813	408933.688	410250.281	0	0	0	0	0	60.0048
160	28/01/2015 07:15:00.000 a.m.		0	0	410683.156	411010.25	408890.813	410194.719	0	0	0	0	0	60.0123
161	28/01/2015 07:20:00.000 a.m.		0	0	410616.75	410764.875	408800.969	410060.875	0	0	0	0	0	60.0316
162	28/01/2015 07:25:00.000 a.m.		0	0	410899.281	411224.063	409035.813	410386.406	0	0	0	0	0	59.9587

Fig. 3.13 Detección de la Falla (Desfase Horario).

El reporte presenta la energía producida mediante una gráfica por cada Unidad diariamente y también muestra el comportamiento que las seis unidades generadoras tuvieron durante el mes del análisis, esto se ve en la figura (3.14). La nomenclatura CORIMPS es una clave que maneja el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) y los números 0000103 se refieren a los medidores de Generación Neta de las unidades.



Fig. 3.14 Reporte Diario de Energía Generada del Mes de Febrero 2015.

Se elabora, dentro de la hoja de Seguimiento del Balance de Energía, una hoja donde se puede ver la energía generada por cada unidad y se muestra la diferencia

que hubo entre los medidores y el módulo SIMME que se encuentra en la ZTM, esto se ve en la figura (3.15).

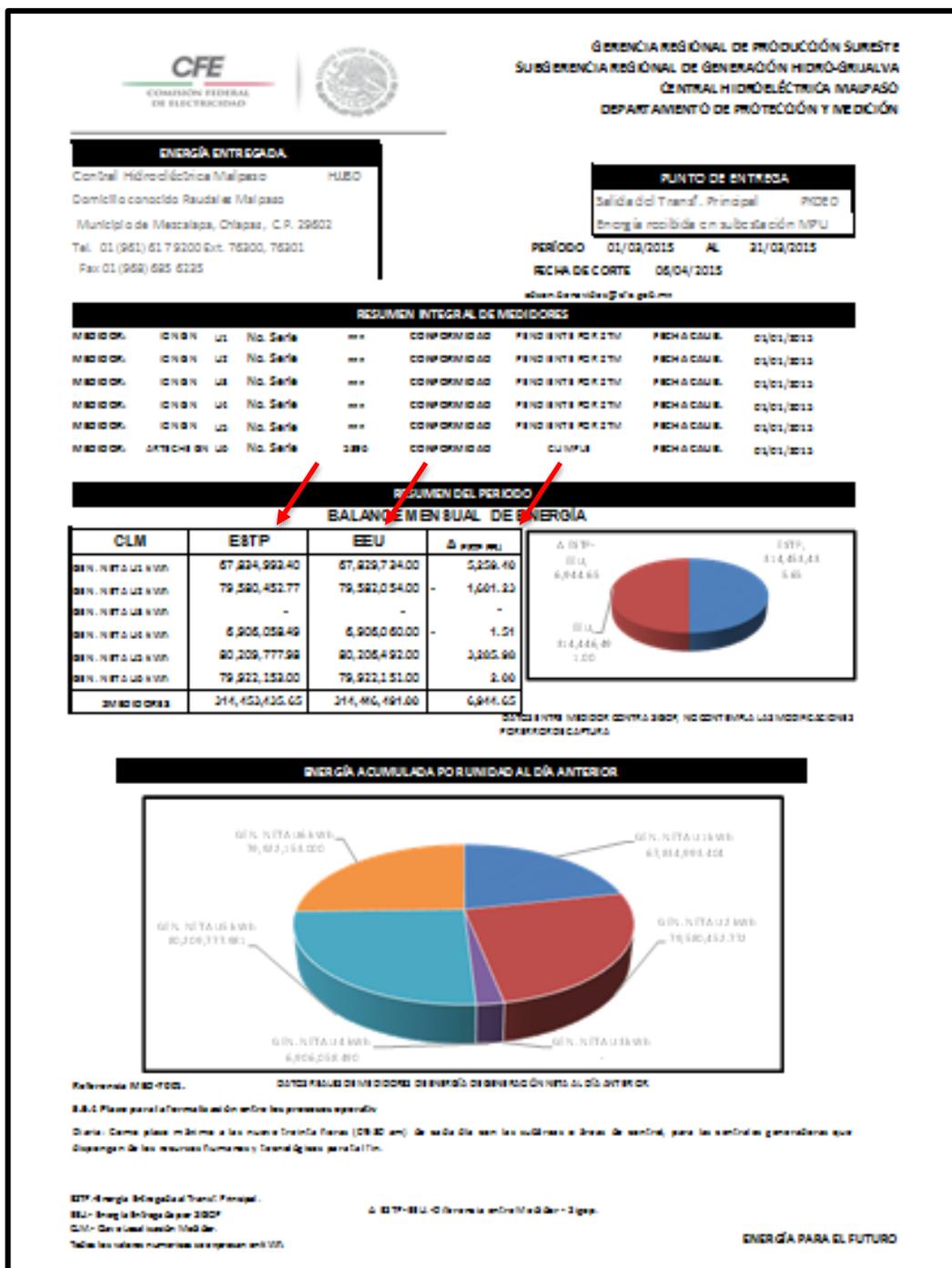


Fig. 3.15 Reporte mensual de la generación por unidad.

3.4 Análisis de Energía del mes de Marzo

Se comienza con la extracción de datos de los medidores, de la unidad 1 a la 5 se conforman por medidores ION 8650A y únicamente la unidad 6 cuenta con medidor de la marca ARTECHE. Se estableció que el balance de este mes se llevara a cabo diariamente, no al final del mes como se hacía con anterioridad. Esto se debe a errores en captura del procesamiento de datos, lo cual se quiere minimizar.

Del 1 al 8 de Marzo de 2015 se realizó diariamente el seguimiento de las mediciones comparándolas con las del SIGOP, y se observaban valores de unidades de decenas que no deberían aparecer en las mediciones. Por tal motivo se recurrió a llevar el seguimiento con el SIGOP y WEBSIME y una hoja de marcha que los encargados de la sala de operación redactan cada hora para especificar el comportamiento de las unidades generadoras.

En esta hoja se especifican las horas de paro o arranque y en caso de la unidad 5 y 6 el rodado como Condensador Síncrono. En las 6 unidades de detectaron tomas de mediciones por ruido; estos ruidos son causas de una inducción que existe en el medidor pero que no proviene del mismo generador.

El medidor con las más mínimas lecturas de energía integra los valores y arroja una medición en determinado tiempo, en este caso los medidores fueron programados para tomar lecturas cada cinco minutos, lo cual a largo plazo esas lecturas alteran las mediciones y dan una entrega de medición desbalanceada. Esto se debe a que el medidor integra los valores de la inducción que se encuentran.

GERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN SURESTE SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACIÓN HIDRO-GRUJALVA CENTRAL HIDROELECTRICA MALPASO DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN												
COMPARATIVO DE DATOS HORARIOS DE MEDIDOR & CAPTURA SIGOP												
HORA	DÍA	CORIMPS0000103	MPS0103	ΔMED-SIGOP	CORIMPS0000203	MPS0203	ΔMED-SIGOP	CORIMPS0000303	MPS0303	ΔMED-SIGOP	CORIMPS0000403	MPS0403
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
0:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
1:00:00	01/03/15	153245	153245	-0.0381	153203	153203	-0.4375	0	0	0.0000	0	0
2:00:00	01/03/15	102266	102266	0.3145	149842	149842	-0.3887	0	0	0.0000	0	0
3:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	160079	160079	0.0000	0	0	0.0000	0	0
4:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	97932	97937	-5.0024	0	0	0.0000	0	0
5:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
6:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
7:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
8:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
9:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
10:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
11:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
12:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
13:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
14:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0
15:00:00	01/03/15	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0	0.0000	0	0

Fig. 3.16 Balance del mes de Marzo (Disminuyen Mediciones con Ruido).

En el seguimiento del mes de Marzo se observan menos errores de medición, las mediciones mencionadas anteriormente fueron informadas a la ZTM y al SIGOP. En la semana del día 8 al 31 de Marzo de 2015 se notó una disminución de la integración de valores pequeños en el medidor, esto se observa en la figura (3.16) y (3.18). Se reportó que esta falla era causadas por el motivo que los medidores no se encuentran aterrizados ni el gabinete.

La ZTM procedió a instalar un sistema de tierras para los medidores y el gabinete donde se encuentran los medidores ION 8650A de Generación Neta. Durante este periodo se observa la reducción de errores de medición y menos fallas en los sistemas de comunicación, esto se puede ver en la figura (3.17).

La unidad 2 muestra valores de integración cuando la unidad se encuentra parada, esto se debe a que aún no se han movido las tierras físicas hacia la barra que se colocó en el gabinete. Este movimiento de los sistemas de tierras no puede trabajarse con los medidores energizado ya que podría resultar fatal o ya sea que puedan perderse los datos de las mediciones, teniendo la barra de tierras, se esperará la ocasión adecuada para hacer los cambios necesarios.

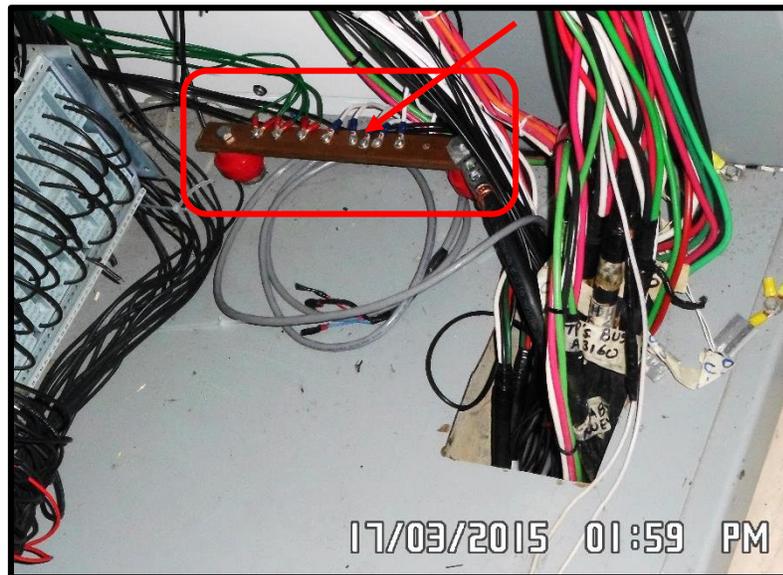


Fig. 3.17 Sistema de tierra puesto en gabinete de Medidores de Energía ION 8650A.

El reporte que se muestra en la figura (3.18) presenta el comportamiento que las seis unidades generadoras tuvieron durante el mes del análisis. La nomenclatura CORIMPS es una clave que maneja el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) y los números 0000103 se refieren a los medidores de Generación Neta de las unidades.

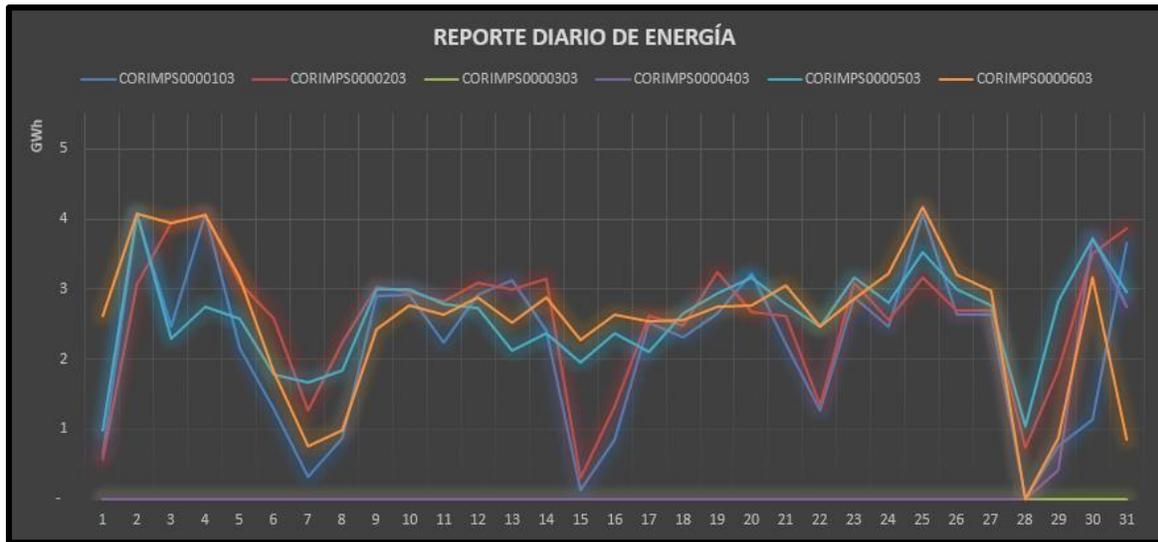


Fig. 3.18 Reporte Diario de Energía del Mes de Marzo 2015.

3.5 Análisis de Energía del Mes de Abril

En el periodo comprendido del 1 de Abril al 30 de Abril de 2015, se siguen visualizando algunos ruidos en las mediciones con las Unidades paradas. La unidad que muestra una mayor integración en estas situaciones, es la Unidad 2, como se puede ver en la figura (3.19), mientras que las demás unidades se encuentran en los rangos mínimos de integración de ruidos.

En este mes, comenzando el día 14 de Abril, se comienzan con los mantenimientos rutinarios de las seis unidades generadoras, empezando con la Unidad 4. En este tipo de mantenimiento, se realizan los reaprietes de los sistemas de protecciones y mediciones. En esta unidad, se configuro el cambio de protocolo de comunicación DNP (Protocolo de Red Distribuida) de los medidores ION, para hacer el cambio de los medidores ARTECHE a ION en GB y SP.

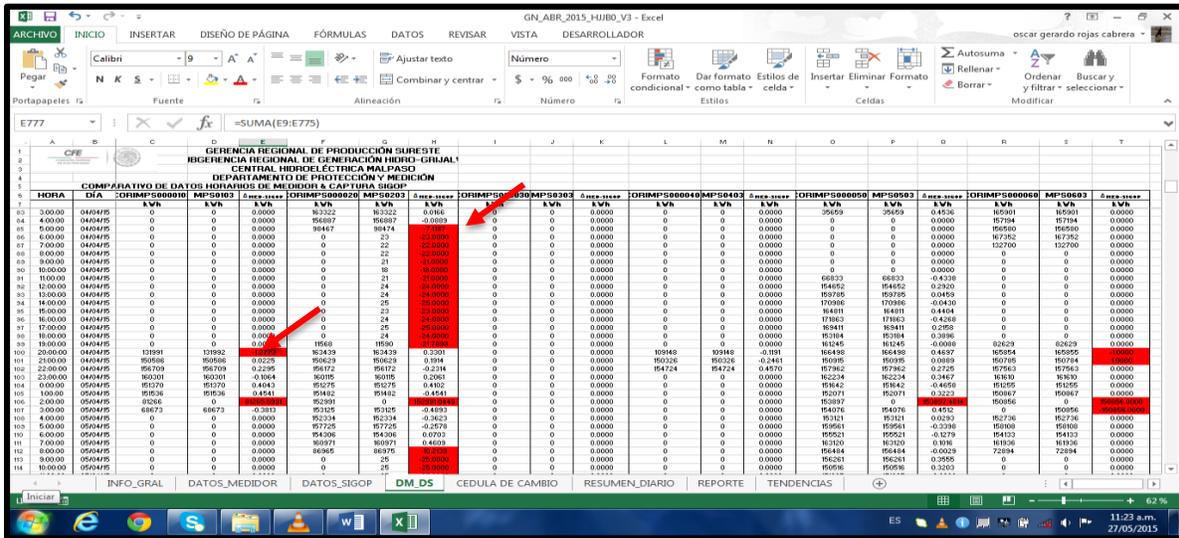


Fig. 3.20 Seguimiento del Balance de Energía (Unidad 2 muestra ruidos por medición).

En la figura (3.20) se encuentran señalados los medidores ION de GB y SP con las flechas azules y los medidores ARTECHE de GB y SP con las flechas rojas. El cambio de alimentación se realizará cuando la unidad entre en mantenimiento, ya que no pueden hacerse cambios con la unidad generando por motivos de seguridad y por pérdidas de mediciones.



Fig. 3.20 Gabinete de Sistemas de Protección y Medición de la U4 (Medidores GB y SP).

3.6 Análisis de Energía del Mes de Mayo

En este mes se realizó el desmontado de los Medidores de Energía de Generación Neta de la marca Arteché, y se hizo la transición completa a los Medidores ION 8650A. La diferencia que tendrá esta medición con los medidores ION es que son a 3 elementos, por lo cual se le aplican los tres voltajes y las tres corrientes. Lo cual nos dará las capturas de datos más reales que los Arteché que eran conexiones a 2 elementos, dos voltajes y dos corrientes, y la tercera el medidor hacia la compensación para las mediciones. Esto se ve en la figura (3.21) y (3.22).



Fig. 3.21 Desmontado de los Medidores de Energía de Generación Neta ARTECHE.



Fig. 3.22 Transición de las Corrientes y Voltajes a los Medidores ION 8650A.

En lo que abarca del 1 al 31 de Mayo de 2015, se disminuyeron los ruidos que aparecían en las mediciones cuando las unidades se encontraban paradas. Y con la transición que se hizo en las unidades de las corrientes y voltajes a 3 elementos con los medidores ION 8650A y con la puesta a tierra de los medidores, las mediciones de las unidades se encuentran estables. Esto se observa en la figura (3.23) en el balance mensual.

Fig. 3.23 Seguimiento de Energía del mes de Mayo de 2015 (no se detectan ruidos en la medición).

4. Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

Con el análisis que se realizó durante el periodo de Febrero a Mayo de 2015 en la Central Hidroeléctrica Malpaso, se obtuvieron resultados que ayudarán a la mejora del Balance de Energía, ya que con la instalación del sistema de tierras, la transición de dos a tres elementos en el sistema de medición y la elaboración de la herramienta de cálculo de error nos dará un balance estable para la entrega de Energía Generada a la Zona de Transmisión Malpaso.

En los cálculos obtenidos en el mes de Febrero se encontraron errores ya que al hacer el balance tradicional se presentaban errores humanos, es por eso que con la colaboración del Departamento de Protección y Medición se realizó una herramienta para detectar donde se encuentran esos errores en la toma de las mediciones crudas y así poder hacer las correcciones necesarias, esto puede verse en las figuras (4.1) y (4.2).

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled "GN_FEB_2015_HUJBO_V3 - Excel". The spreadsheet is a comparison of hourly data for various measurement points. The columns are organized into groups for different measurement points, each with sub-columns for "LVA" and "LVA_2". The rows represent hourly intervals from 0:00:00 to 23:00:00. The data shows values for each measurement point, with some cells highlighted in red, indicating errors or discrepancies in the measurements. The spreadsheet is divided into several sections, including "INFO_GRAL", "DATOS_MEDIDOR", "DATOS_SIGOP", "DM_DS", "CEDULA DE CAMBIO", "RESUMEN_DIARIO", "REPORTE", and "TENDENCIAS".

Fig. 4.1 Ruidos en las Mediciones del Mes de Febrero.

En la figura (4.2), se muestra como se realizaba comúnmente el balance, era de la forma tradicional mediante los cálculos por una persona del Departamento de Estadísticas. En él se hacía la diferencia entre la Generación Bruta menos la de Servicios Propios, donde el resultado se multiplicaba por el 4% de error establecido

por LAPEM (Laboratorio de Pruebas Equipos y Materiales). Se calculaba el error y se comparaba con los resultados obtenidos de los medidores de Generación Neta establecida en la ZTM.

**COMPLEJO HIDROELECTRICO GRIJALVA
CENTRAL HIDROELECTRICA MALPASO**

REGISTRO DE PRODUCCION
BALANCE DE ENERGIA (KWH)

DIA: 1 MES: FEBRERO AÑO: 2015

(GB-SP) - MEDIDA
MANUAL *MEDIDA*

#U	GB Epu	GB-TP EeTP	PeAD EcATP	EaTP	ErTP	ECPeTP	Eeu	SOBGEN	EE
01	2263942.000	2254035.574	4201.574	2249834.000	0.000	0.000	2249834.000	0.000	
02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
03	77403.000	76714.000	86.000	76800.000	0.000	0.000	76800.000	0.000	
04	1917730.000	1911337.261	8107.261	1903230.000	0.000	0.000	1903230.000	0.000	
05	1796467.000	1790980.165	4992.165	1785988.000	0.000	0.000	1779316.000	0.000	
06	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
TOT.	6055542.000	6033067.000	17215.000	6015852.000	0.000	0.000	6009180.000	0.000	6009180.000

#U	SP EcATSP	EcATE	EcATA	EcATAR	EAOU	EaGTD3	SPA	EaCS	EcATP	EcAu
01	9906.426	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	9906.426	0.000	4201.574	14108.000
02	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
03	689.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	689.000	0.000	86.000	603.000
04	6392.739	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6392.739	0.000	8107.261	14500.000
05	5486.836	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5486.836	6672.000	4992.165	17151.000
06	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOT.	22475.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	22475.000	6672.000	17215.000	46362.000

Para control interno de la central, las pérdidas del T.Ppal. obtenidas por balance son negativas o con valores en cero debido a imprecisiones de medición, porque la energía entregada es determinada por medición a la salida del T.Ppal. o en la línea.
Fecha de impresión: 2015-02-16 Hora de impresión: 15:10 hrs.

Fig. 4.2 Calculo del Balance de Energía de la Forma Tradicional.

Estableciendo las herramientas, en el mes de Mayo se encontraron resultados gratos y se visualizan menos errores y se encuentra más estable en sistema de medición, gracias a la instalación del sistema de tierras por el personal de la Zona de Trasmisión Malpasos en los gabinetes de los medidores, lo cual puede visualizarse en la figura (4.3).

5. Referencias Bibliográficas

1. Gilberto Vidrio L., J. Martín Gómez L., Roberto Castán L. Sistema de Medición y Detección de Pérdidas de Energía Eléctrica (SIM-IV). IIE/Julio – Septiembre 2004.
2. José de Jesús González Rodríguez. Sector Privado y Generación de Energía Eléctrica. Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública. Abril de 2010.
3. Eddison Hernández, Hugo Arcos. Análisis de Confiabilidad del Sistema de Generación Ecuatoriano en el Ámbito del Corto Plazo. 2005.
4. Javier Fernando Feliz Juárez. Escuela Politécnica Superior de Madrid. Diseño del Sistema de Control y Protección de una Central Hidráulica de 37 MVA. 2007.
5. Adolfo Salcedo, Galo Cárdenas, Carlos Villavicencio, Luis Hidalgo. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Análisis Técnico y Económico para la Reducción de Pérdidas Técnicas y Comerciales de Energía en la Empresa Eléctrica Regional Guayas. Septiembre 14 de 2007.
6. Andrés A. Rojas Q., Paulo de Olivera de Jesús. Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar. Estudio de Pérdidas Técnicas a través de una Técnica de Estimación de Estado en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Utilizando los Datos de Facturación de los Usuarios.2013.
7. J. T. a. W.-H. Liu, Distribution System State Estimation, Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 10, nº 1, pp. 229-240, 2012.
8. Javier Enrique Prada Sánchez, Juan Pablo Ospina Arciniegas. Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá.2004.

6. Anexos

Anexo A.- Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas aportan un favorable porcentaje a la producción de energía en la República Mexicana. Sin embargo juegan un papel fundamental ya que, dada su flexibilidad y disponibilidad de operación, pueden adaptarse a las variaciones de demanda. Por lo tanto, la energía hidroeléctrica es clave para la estabilidad y la garantía del sistema eléctrico.

La industria eléctrica necesita un aporte masivo de agua, aunque estos caudales retornan íntegramente a las masas de agua tras su uso, si bien pueden producirse en un lugar a cierta distancia de aquel en que se produjo la detracción. Por lo tanto, el funcionamiento característico de las centrales hidroeléctricas supone una

impresionante presión por las fuertes variaciones en los caudales circulantes en los causes.

Una central hidroeléctrica puede definirse como instalaciones mediante las que se consigue aprovechar la energía contenía en una masa de agua situada a cierta altura, transformándola en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo el agua desde el nivel en el que se encuentra, hasta un nivel inferior en el que se sitúan una o varias turbinas hidráulicas que son accionadas por el agua y que a su vez hacen girar uno o varios generadores produciendo energía eléctrica. Esto se ve en las figuras (6.1) y (6.2).

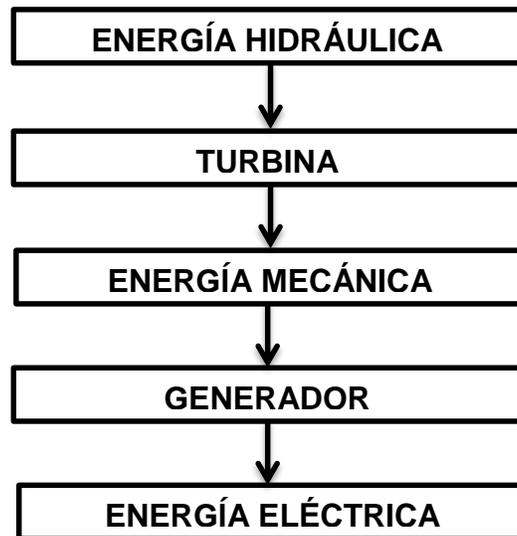


Fig. 6.1 Transformación de la energía hidráulica en una central hidroeléctrica.

En la central hidroeléctrica se pueden distinguir dos unidades:

Unidad de generación.- La unidad de generación esta generalmente compuesta de una tubería que transporta el agua hacia la turbina, en el cual se produce la primera transformación de la energía potencial del agua en energía mecánica. El elemento básico de la turbina es en rotor, que cuenta con palas, hélices, o cuchillas colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento provoca una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar.

La energía mecánica se transfiere a través de un eje para proporcionar el movimiento del rotor del generador que gira dentro de un estator fijo. El eje de la turbina en su parte superior, tiene instalado el rotor que gira en el interior del estator y con ello se efectúa una segunda transformación, de energía mecánica a energía eléctrica.

Unidad de transformación.- La unidad de transformación son máquinas eléctricas estáticas, cuya función es la de cambiar los parámetros de la energía eléctrica. Es decir, permite transmitir energía eléctrica desde un sistema con una tensión dada a otro sistema con una determinada tensión deseada.

Arrollamiento primario: Es al que se le aplica la tensión que va a ser reducida o ampliada, dicho arrollamiento generará un campo magnético que inducirá una corriente eléctrica en el secundario.

Arrollamiento secundario: Hace referencia al bobinado que se verá inducido por el campo magnético producido por el arrollamiento primario, pudiendo adoptar de esta forma una corriente eléctrica cuando se cierra el circuito a través de sus extremos.

Núcleo: Es un armazón hecho de un metal ferroso y es por donde circulan las líneas de flujo magnético que produce el bobinado primario.

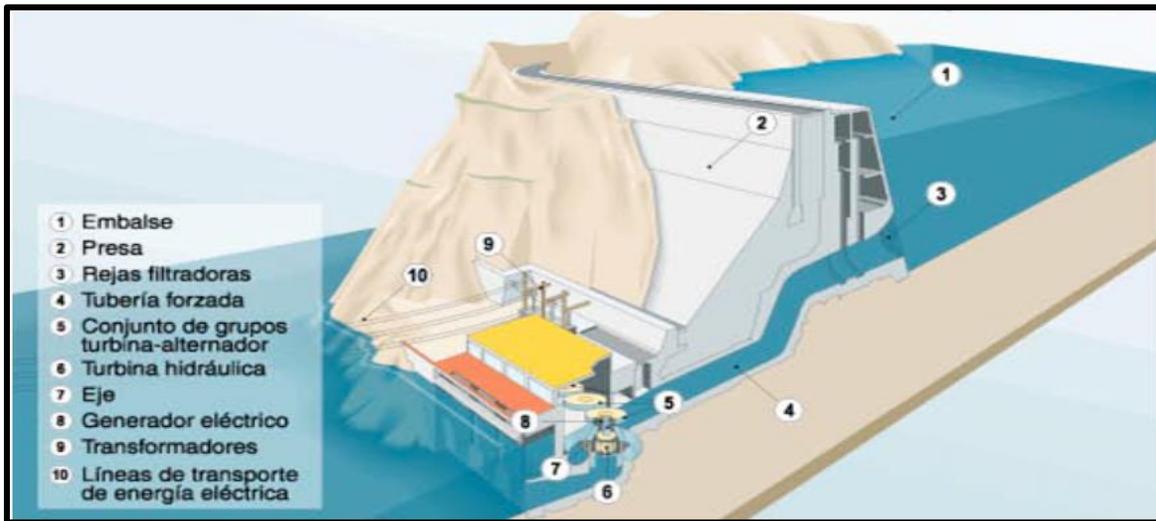


Fig. 6.2 Esquema de una central hidroeléctrica.

Anexo B.- Conceptos Generales

Análisis técnico eléctrico.- Es el estudio del comportamiento eléctrico, principalmente a través del uso de gráficas, con el propósito de predecir futuras tendencias en las pérdidas que existan en los procesos generación-transformación.

Voltaje.- Es la energía necesaria para poner en movimiento los electrones, su símbolo es V y su unidad de medida el volt.

Intensidad.- Es la cantidad de electrones que circulan por segundo en un circuito eléctrico, su símbolo es I y su unidad de medida es amperes.

Potencia activa.- Trabajo que realizan los electrones en un circuito eléctrico, se simboliza con la letra P y su unidad de medida son los watts.

Energía.- Es la fuerza pérdida o ganada por un sistema, que mientras exija un mayor trabajo mayor potencia consumirá. En términos eléctricos la energía es la potencia que necesita una máquina para mover una carga pesada durante

determinado tiempo. Su se simboliza kWh y su unidad de medida es el kilowatts-hora.

Transformador.- Es una maquina eléctrica que aprovecha los fenómenos electromagnéticos de las corrientes alternas y de los materiales ferromagnéticos para así variar las características eléctricas que se aplican en su entrada hasta obtener las deseadas en su salida.

Efecto Joule.- Es la transferencia de energía desde las cargas eléctricas que circulan por la resistencia hacia el medio ambiente. Esta transferencia se manifiesta con el calentamiento de la resistencia y de su medio ambiente.

Balance de energía.- Es el equilibrio de los flujos de Energía Eléctrica que entran, salen, se consumen y se pierden en un sistema, durante un período determinado.

MED7000.- Es el procedimiento para la elaboración del balance de energía, tomando la medición y evaluación, los cuales tienen el propósito de consignar el comportamiento de los intercambios de energía entre los diferentes procesos del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) durante períodos preestablecidos.

Autoabastecimiento.- Suministro a cargas de proyectos autoabastecimiento localizadas en el mismo sitio de la central generadora, por lo que no utiliza la red de transmisión del servicio público. También es la utilización de la energía eléctrica propia destinada a la satisfacción de las necesidades internas de la instalación.

Generación bruta.- Es la generación de energía hasta antes del transformador elevador. Se encuentra en la etapa de generación.

Generación neta.- Es el tipo de generación que esta después del transformador elevador que se encuentra en la central.

Servicios propios.- Es la retroalimentación de energía que se usa para poner en marcha una turbina eléctrica.

Medición del lado de alta.- La medición de lado de alta se realiza después del transformador elevador de 115kV/400kV que se encuentra en la subestación elevadora de la central.

Medición del lado de baja.- La medición de lado de baja se realiza antes del transformador elevador de 115kV/400kV que se encuentra en la subestación elevadora de la central.

Venta de energía.- Es la energía facturada al usuario en función de las tarifas vigentes.

CENACE.- Centro Nacional de Control de Energía, la tarea primordial de este centro es el control de la energía eléctrica en su generación y distribución.

Protocolo de comunicación.- Se define como las reglas para la transmisión de la información entre dos puntos. Un protocolo de res de comunicación de datos es un conjunto de reglas que gobierna el intercambio ordenado de datos dentro de la red.

Red de comunicación RS485.- Cuando se requieren mayores distancias y velocidades de trasmisión, entonces deben de emplearse las normas RS422 y RS485. Además, estas normas permiten también la trasmisión multipunto, es decir una computadora central conectada con varias UTR. Dado que la computadora central típicamente tiene como salida la interfaz RS232, se hace necesaria la conexión de un módulo convertidor RS232 a RS422/485, para implementar una red.

Red de comunicación RS232.- Esta norma fue diseñada para comunicación punto a punto, en donde se tiene una computadora que se encuentra trasmitiendo hacia un equipo esclavo ubicado a distancias no mayores a 15 metros (aunque en la práctica alcanza distancias de hasta 50 metros) y a una velocidad máxima de 19,200 bps. Este tipo de trasmisión se le conoce como "single ended" porque usa en el cable un solo retorno (GND).

Protocolo TCP/IP.- Se utilizan para establecer comunicaciones entre diferentes nodos en un entorno heterogéneo y definen los formatos y normas utilizados en la transmisión y recepción de información.

Medidor de energía eléctrica.- Es el conjunto de elementos electromecánicos o electrónicos que se utilizan para el registro del consumo de energía eléctrica, tanto activa como reactiva, y en algunos casos su demanda máxima.

ION 8600.- La manera con que se calculan y cuantifican las pérdidas depende de la cantidad de información con que se cuente para el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta que se instala un equipo especial en las líneas de alta tensión, llamado ION-8600, es un medidor de calidad de la energía que registra los parámetros diarios del comportamiento de la red para realizar un balance de energía y la determinación de las pérdidas reales y los estudios que requiere cada línea del generador.

Anexo C.- Pruebas a Transformadores de Instrumento

Las pruebas que se le realizan a los transformadores o equipos de transformación de la energía, son de vital importancia ya que con ellas se determina el estado en que se encuentra. Existen diferentes tipos de pruebas que se les puede realizar y cada una determina diferentes estados en que el equipo se encuentra, entre las pruebas se encuentran:

1. Resistencia de Aislamiento.
2. Factor de Potencia.
3. Relación de Transformación y Polaridad.
4. Prueba de Saturación.

Resistencia de Aislamiento.- Al probar un transformador de instrumento se determina las condiciones del aislamiento entre los devanados primario y secundario contra tierra. Para la prueba del primario contra tierra, se utiliza el rango de mayor tensión del equipo de prueba, dependiendo de su tipo; y para la prueba del secundario contra tierra, se usa el rango del medidor para una tensión aproximada a la tensión nominal del equipo a probar, de 500 V.

Existen dos tipos de Tc's pedestal y dona. La prueba de aislamiento que se realiza tiene diferentes consideraciones. Los Tc's tipo pedestal están por separado al equipo primario y se prueba el aislamiento formado por un pedestal de porcelana o resina y un medio aislante de aceite o un envolvente de gas SF₆ (hexafloruro de azufre).

Los Tc's sin devanado primario conocidos como tipo dona (bushing) están integrados al equipo primario como transformadores e interruptores y se prueban las condiciones de su aislamiento exterior respecto a tierra del equipo asociado y la condición interna de su devanado. Los Tc's tipo dona solo se hacen las pruebas de secundario a tierra, utilizando 500 volts con el equipo de prueba.

En esta prueba es recomendable que los valores que se obtengan en los aislamientos tanto de alta tensión como de baja tensión, deben ser superiores a 50,000 MΩ. Para valores inferiores a lo dicho anteriormente y con el objetivo de analizar las condiciones del aislamiento se deberá complementarse ésta prueba con los valores de pérdidas dieléctricas que se obtienen con las pruebas de factor de potencia.

Los motivos por los cuales se deteriora el aislamiento de un equipo de estos, tiene diferentes motivos; uno de ellos es la humedad que existe en el medio ambiente y el calor que se genera en los TM, al haber estos dos fenómenos provoca que la pintura dieléctrica se cristalice, lo que conlleva a que la pintura valla desgastándose y la cinta de fibra de vidrio quede sin protección. En las figuras (6.3), (6.4) y (6.5) se pueden ver los diagramas de conexión.

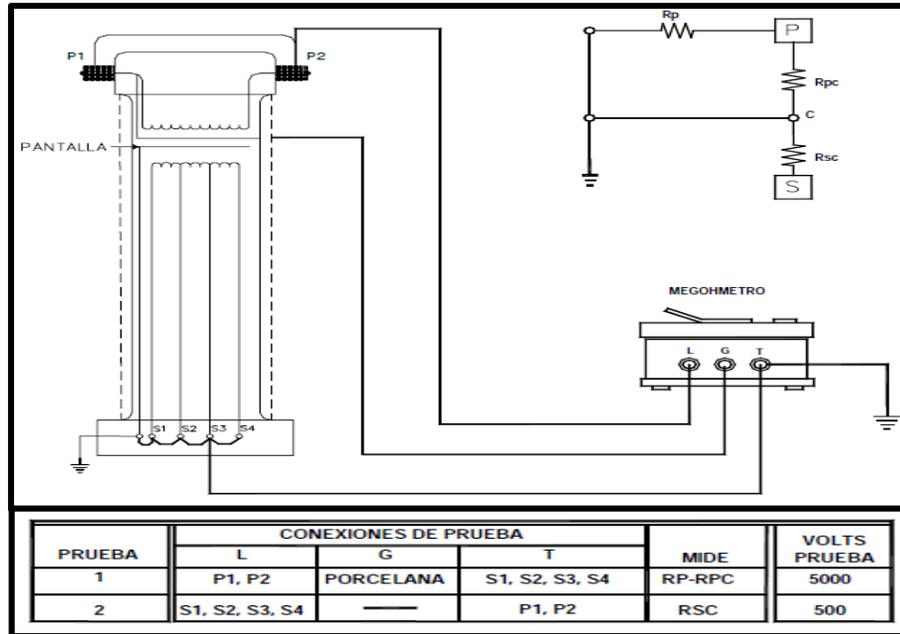


Fig. 6.3 Transformadores de Corriente.

(Prueba de resistencia de aislamiento)

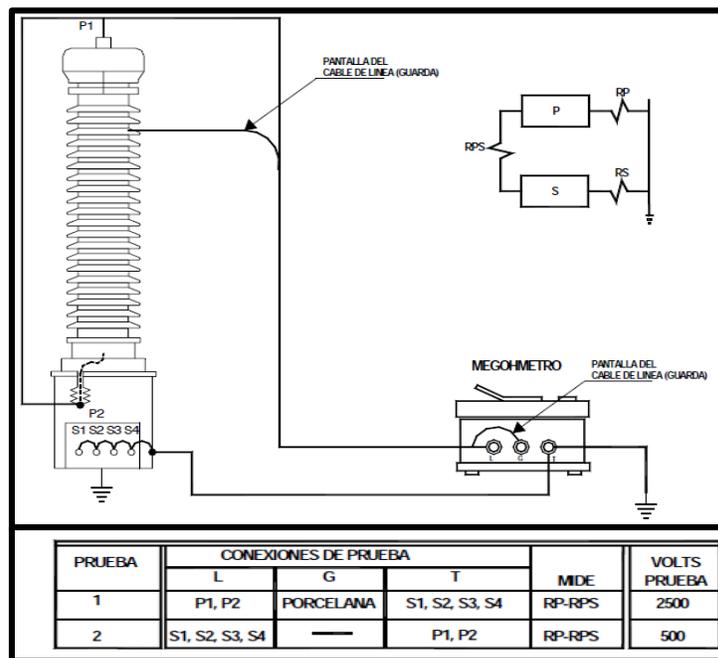


Fig. 6.4 Transformadores de Potencial.

(Prueba de resistencia de aislamiento)

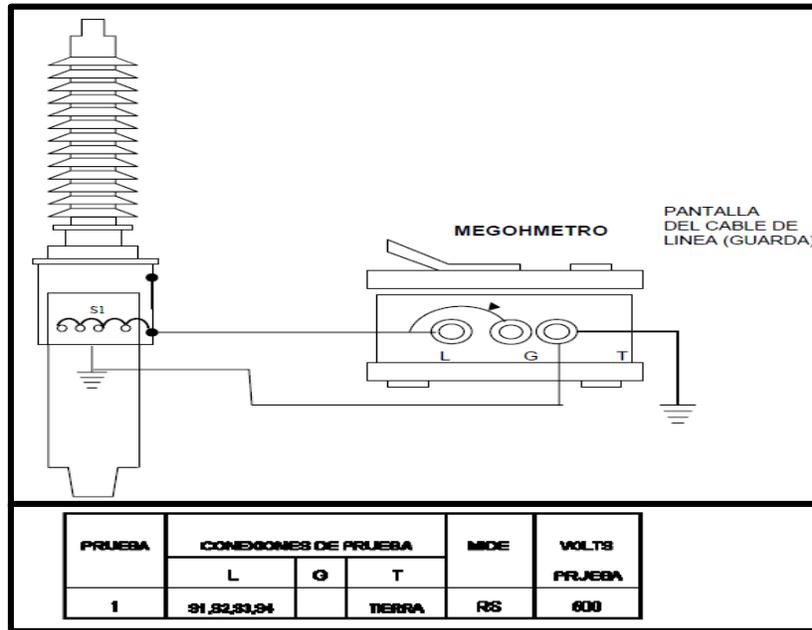


Fig. 6.5 Transformadores de Corriente Tipo Dona.

(Prueba de resistencia de aislamiento)

Factor de Potencia.- Con la prueba de factor de potencia se determinan las pérdidas dieléctricas de los aislamientos de los devanados primarios y secundarios que integran a los transformadores de instrumento. En cuanto a los Tc's se refiere, estos tienen un devanado primario (de alta tensión), el cual puede estar formado de una o varias espiras. Para realizar la prueba, debe cortocircuitarse el primario, aterrizándose el devanado secundario (de baja tensión).

Para el devanado primario utilizar 2.5 kV para no fatigar el aislamiento de la terminal P2, y para el devanado secundario aplicar un voltaje no mayor a 500 volts. La terminal P2 del devanado primario está conectada directamente a tierra. Al probar este tipo de Tp's es necesario desconectar la terminal P2 de tierra con objeto de efectuar la prueba del devanado primario a tierra.

En las figuras (6.6), (6.7) y (6.8) se ilustran los diagramas de conexión para circuito de prueba de factor de potencia a transformadores de instrumento.

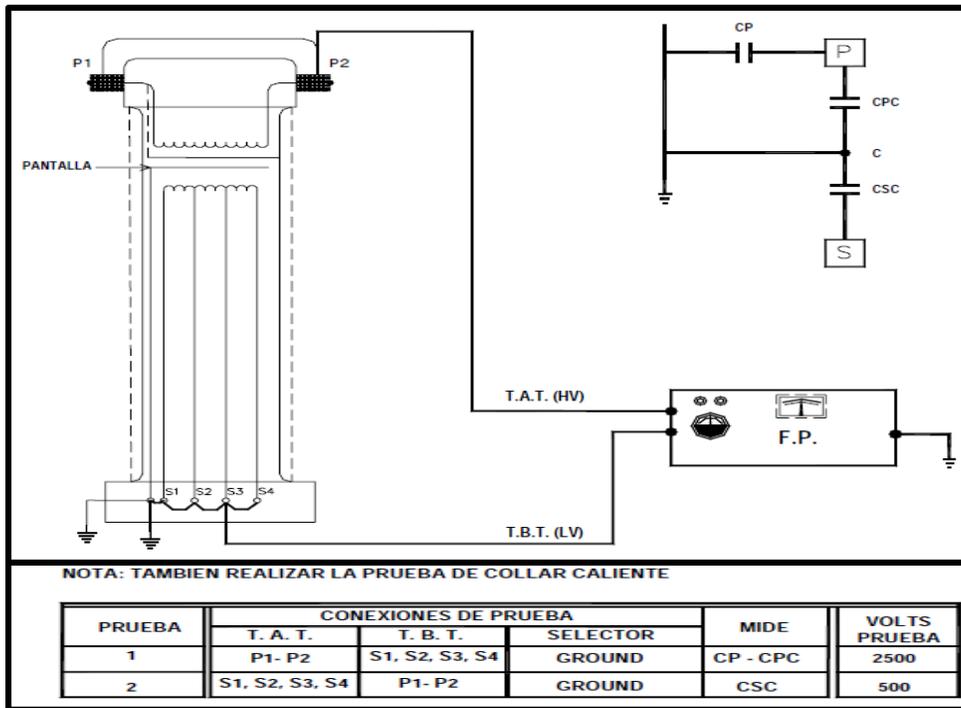


Fig. 6.6 Transformadores de Corriente.

(Prueba de factor de potencia del aislamiento)

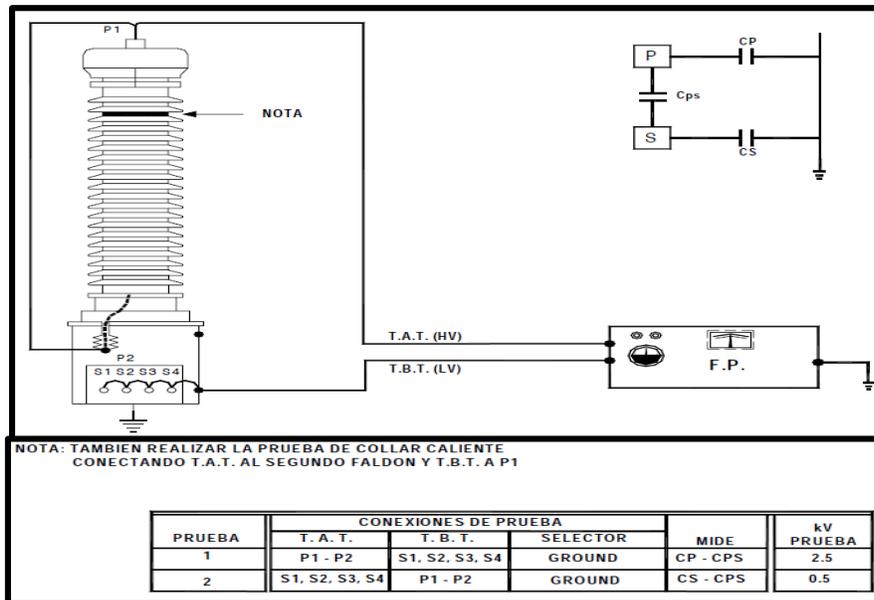


Fig. 6.7 Transformadores de potencial.

(Prueba de factor de potencia del aislamiento)

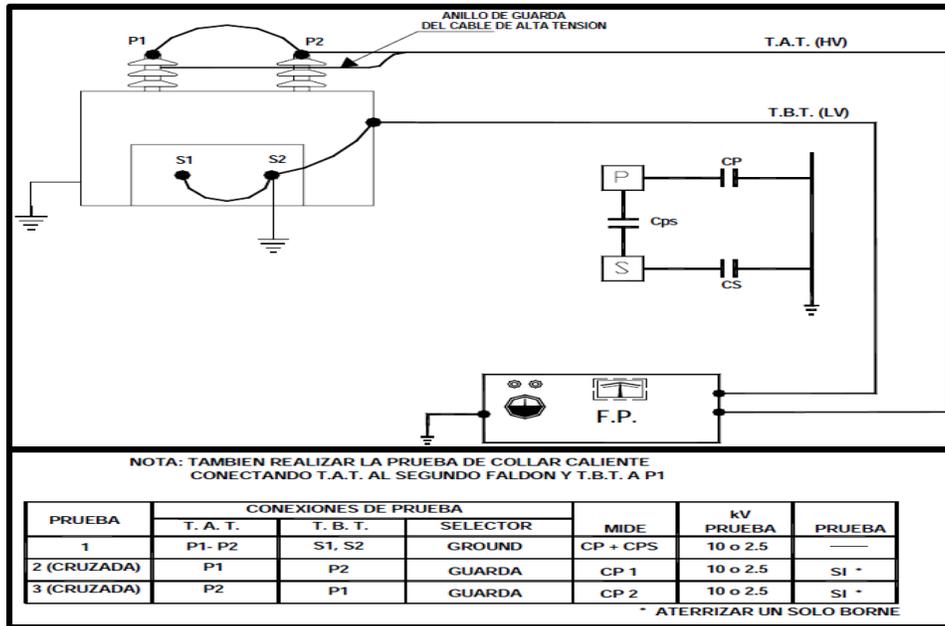


Fig. 6.8 Transformadores de Corriente.

(Prueba de factor de potencia del aislamiento para Tp's con 2 boquillas en AT)

Un valor de factor de potencia mayor de 2% y pérdidas dieléctricas en la prueba de collar caliente mayores a 6 mW a 2.5 kV o 0.1 watts a 10 kV, será indicativo de que existe un deterioro en el aislamiento del transformador, pudiendo ser la causa el aceite aislante de aquellos que lo contengan, o microfisuras en la resina del aislamiento tipo seco.

Relación de Transformación y Polaridad.- Con el medidor de relación de transformación convencional, se pueden medir relaciones de transformación hasta 130, siendo esto útil para transformadores de corriente de relación hasta 600/5 A, y para transformadores de potencial con relación hasta 14400/120. Para relaciones mayores se debe utilizar el accesorio del medidor o acoplar un segundo TTR. Si se dispone del medidor trifásico no se tiene ningún problema ya que éste puede medir relaciones de hasta 2700.

La prueba de relación de transformación a transformadores de corriente, también se realiza con un transformador de alta carga, un variac y dos ampérmetros. Para efectuarla es necesario puntear o cortocircuitar las terminales del devanado secundario de la relación a comprobar, aplicando al devanado primario diferentes valores de corriente preestablecidos y midiendo las correspondientes corrientes en el devanado secundario. Conforme a los datos de placa, debe efectuarse la comprobación en las relaciones de que disponga el transformador.

Para los Tc's tipo dona de los interruptores de potencia, este será el método que determina la relación de transformación y la conexión será considerando P1 y P2 como las boquillas del interruptor en posición de cerrado. Los Tc's tipo dona de los

transformadores de potencia, en los cuales P1 y P2 no se tiene acceso directo se puede utilizar un método basado en la relación de transformación y la aplicación de voltaje en bajo rango.

Calcular la relación de transformación con los valores de tensión secundario (Vs) y voltaje primario (Vp) con la siguiente ecuación y comparar con los datos de placa del Tc.

$$R_t = \frac{V_s}{V_p}$$

En las figuras (6.9) y (6.10) se muestran las conexiones para realizar esta prueba.

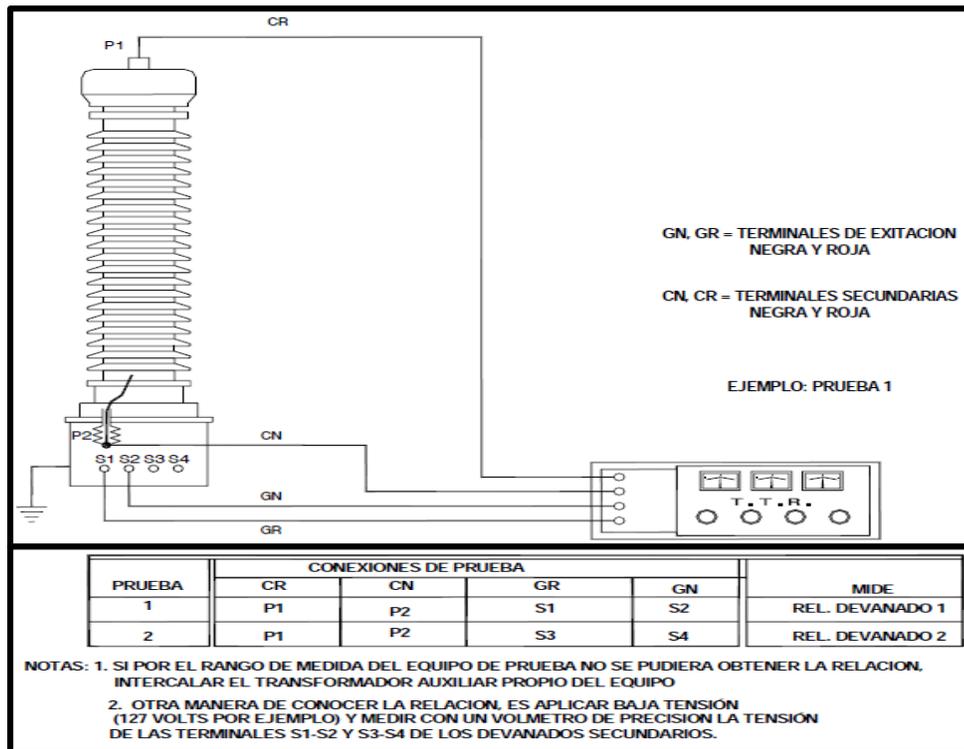


Fig. 6.9 Transformadores de Potencial.

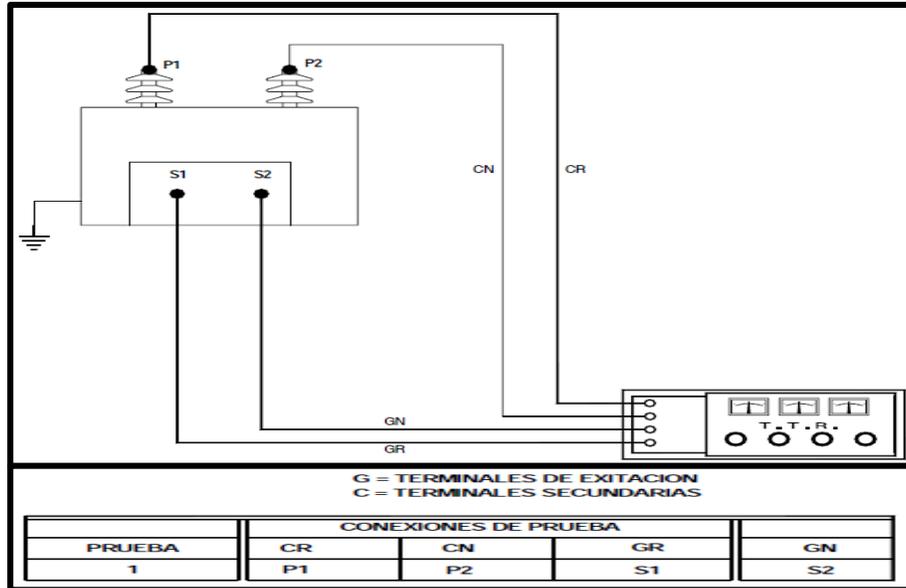


Fig. 6.10 Transformadores de Potencial.

(Prueba de relación de transformación para Tp's con 2 boquillas en AT)

El porcentaje de diferencia en la relación de transformación medida con respecto a la teoría no debe ser mayor de 0.15%.

Prueba de Corriente de Excitación.- Esta prueba se realiza para comprobar las condiciones del devanado principal y el núcleo. La prueba se puede realizar con el medidor de factor de potencia, energizando el devanado primario y obteniéndose la corriente de excitación en mVA o mA de acuerdo al equipo que se utilice. Si al estar aplicando el voltaje, el interruptor del medidor se abre, es indicación de problemas en el devanado al tenerse una corriente de excitación alta. Los diagramas de conexiones se pueden ver en las figuras (3.11) y (3.12)

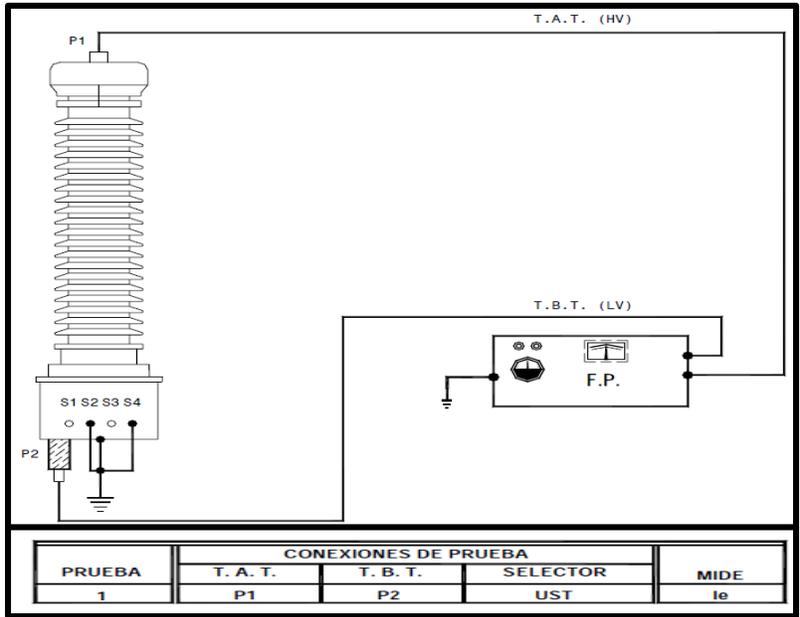


Fig. 6.11 Transformadores de Potencial.

(Prueba de corriente de excitación)

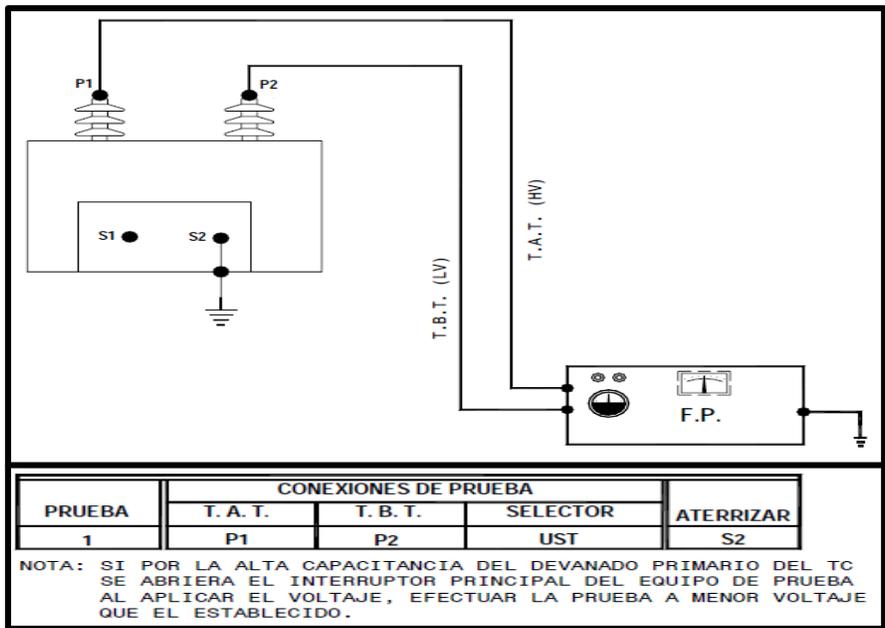


Fig. 6.12 Transformadores de Potencial.

(Prueba de corriente de excitación)

Prueba de Saturación.- La prueba se realiza para determinar a qué voltaje se satura el núcleo del transformador. El efecto representado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo es conocido como saturación. Este fenómeno debe ser considerado especialmente, pues provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente, ya que debido a las características del sistema y del Tc, se presentará en el momento de la falla una respuesta similar a la existente en la energización brusca de un circuito inductivo.

Para obtener la curva de saturación de un Tc, se requiere contar con una fuente variable de voltaje superior a la clase de precisión del mismo, un amperímetro y un voltímetro, tal como se ve en la figura (6.13). Una vez efectuada las conexiones indicadas y con el primario abierto asegurándose que la fuente de voltaje esté en 0 volts, se comienza a levantar el voltaje en pasos de 10 volts y se mide la corriente que toma para el voltaje asignado.

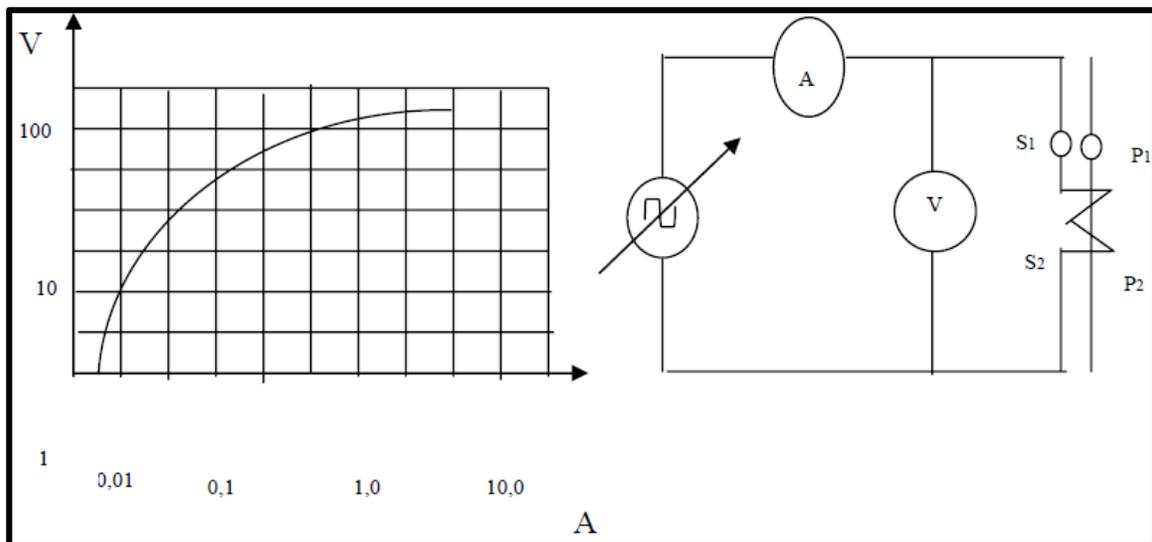


Fig. 6.13 Curva de Saturación del Tc.

Diagrama de conexión:

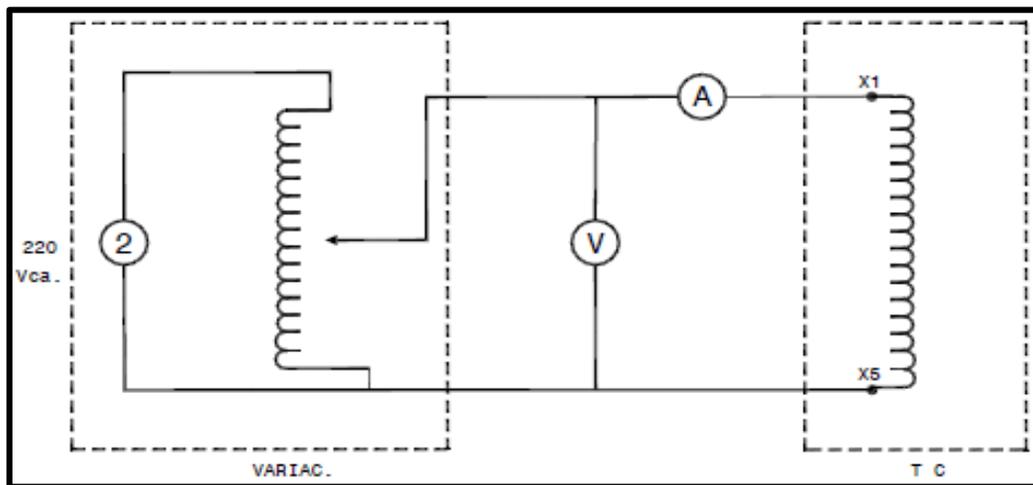


Fig. 6.13 Transformadores de Corriente.

(Prueba de saturación)