



Ministerio de Educación Superior
Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa
Dr. Antonio Núñez Jiménez
Facultad Metalurgia-Electromecánica
Departamento de Eléctrica

Trabajo de Diploma en opción al Título de Ingeniero Eléctrico.

*Título: Ajustes de las protecciones de la
subestación Moa Nickel SA. de 110 kV para la
disminución de posibles riesgos en la producción*

Autor: Maikel San Luis Luis.

**Tutores: Ing. Yordilexis Díaz Aguirre.
Ing. Arian Luis Columbie Silva.**

Moa 2009

“Año del 50 Aniversario del Triunfo de la Revolución.”



Declaración de Autoridad.

Yo:

El Diplomante Maikel San Luis Luis

Tutor Ing. Yordilexis Díaz Aguirre.

Ing. Arian Luis Columbie Silva.

Autor de este Trabajo de Diploma titulado: **Ajustes de las protecciones de la subestación Moa Nickel SA. de 110 kV para la disminución de posibles riesgos en la producción** certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Diplomante

Maikel San Luis Luis

Tutores

Ing. Yordilexis Díaz Aguirre

Ing. Arian Luis Columbie Silva



Pensamiento.

"Las creaciones del avance del mundo y el futuro pertenecen a aquellos que se adentran en las oportunidades antes de que estas sean evidentes."

Albert Einstein.



Dedicatoria.

Dedico mi Trabajo de Diploma en primer lugar a mi familia, quien me ha apoyado ha lo largo de toda mi vida y que son los que en realidad son merecedores de este logro tan importante en mi vida.

Muy en especial a mis padres Esthela Luis Simón y Pedro San Luis Dahití, a quienes siempre estaré agradecido por todo el apoyo y la confianza; por ser ellos la inspiración y la fuerza inagotable para la culminación de este trabajo y con ello el inicio de mi nuevo proyecto de vida como profesional al servicio de la revolución.

A todos mis amigos por su apoyo para la confección de este trabajo.

Maikel San Luis Luis.



Agradecimientos.

Agradezco a la Revolución por brindarnos la posibilidad de formarnos como profesionales.

Un agradecimiento especial a mis padres Pedro San Luis Dahití y Estela Luis Simón que tanto se han esforzado para que yo pudiera llegar hasta aquí.

A mi hermana, mi abuela, mis tías que me apoyaron durante el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros y que siempre estuvieron dispuestos a darme la mano.

Agradezco a mis amigos Maurice, Herlis y Alexis los cuales me han servido de apoyo espiritual para que mi trabajo fuera exitoso y un saludo especial a mi mujer Yaniela por estar a mi lado durante este proceso.

Gracias a los compañeros de la empresa "Cmdte Pedro Sotto Alba" Moa-Nickel S.A quienes me brindaron toda la ayuda que necesité con la información, y por su colaboración en la conformación de este proyecto.

También agradecer a mis profesores y especialmente a mis tutores el Ing. Yordilexis Díaz Aguirre y al Ing. Arian Luis Columbie Silva por toda su ayuda, sus conocimientos y por la confianza depositada en el éxito de este trabajo.

A todos, mi infinito agradecimiento:

Maikel San Luis Luis.



Resumen.

En vista de la necesidad que tiene la empresa de níquel Comandante Pedro Sotto Alba Moa Nickel S.A, Moa, Holguín se ha propuesto realizar un reajuste de las protecciones. Para esto fue necesario un estudio de niveles de cortocircuito en algunos puntos del circuito en general y revisión de las protecciones eléctricas, que permita una propuesta de recomendaciones para solventar el problema.

El presente trabajo de investigación incluye el cálculo de corrientes de cortocircuito en varios puntos del circuito, el cálculo de ajuste y la verificación de las capacidades de interrupción de los equipos de protección; así como su coordinación. Dichos estudios son muy valiosos para la generación de las propuestas que darán una solución al problema, en base a los resultados obtenidos.

El contenido del trabajo se dividió en tres capítulos, definidos de la siguiente manera:

Capítulo 1: Incluye los fundamentos teóricos de la investigación: corrientes de cortocircuito, protecciones eléctricas, dispositivos de protección, coordinación de las protecciones, etc; finalizando con una metodología adecuada de varios tipos de relés que incluye los utilizados en dicha industria.

Capítulo 2: En dicho capítulo se abordará sobre los cálculos desarrollados para realizar el adecuado ajuste de los dispositivos de protección. Entre estos tenemos los cálculos de cortocircuito en diferentes puntos del circuito, así como la teoría de los transformadores de medición que incluye los de corriente y potencial.

Capítulo 3: En el mismo se llevarán a cabo las diferentes propuestas de ajustes detallado de las protecciones ya instaladas y para finalizar se realizó una valoración técnica-económica teniendo en cuenta todos los requisitos que tuvieron en cuenta para realizar este estudio.

Por último se expusieron conclusiones y recomendaciones como consecuencia del profundo estudio realizado a lo largo de la investigación.



Summary.

In view of the necessity that has the nickel company Major Pedro Sotto Alba Moa Nickel S.A, Moa, Holguín has intended to carry out a readjustment of the protection. For this it was necessary a study of short circuit levels in some points of the circuit in general and revision of the electric protection that allows a proposal of recommendations to pay the problem.

The present investigation work includes the calculation of short circuit currents in several points of the circuit, the adjusting calculation and the verification of the capacities of interruption of the protection teams; as well as their coordination. These studies are very valuable for the generation of the proposals that they will give a solution to the problem, based on the obtained results.

The content of the work was divided in three chapters, defined in the following way:

Chapter 1: It includes the theoretical foundations of the investigation: short circuit currents, electric protection, protection devices, coordination of the protection, etc; concluding with an appropriate methodology of several relay types that includes the utilized ones in this industry.

Chapter 2: In this chapter it will be approached on the developed calculations to carry out the appropriate adjustment of the protection devices. Among these we have the short circuit calculations in different points of the circuit, as well as the theory of the mensuration transformers that includes those of current and potential.

Chapter 3: In the same one they will already be carried out the detailed different proposals of adjustments of the protection installed and to be concluded he/she carried out a technique-economic valuation keeping in mind all the requirements that kept in mind to carry out this study.

Lastly summations and recommendations like consequence of the deep realized study were exposed along the investigation.



Índice.

| | |
|--|-----|
| DECLARACIÓN DE AUTORIDAD. | I |
| PENSAMIENTO. | II |
| DEDICATORIA. | III |
| AGRADECIMIENTOS. | IV |
| RESUMEN. | V |
| SUMMARY. | VI |
| ÍNDICE. | VII |
| INTRODUCCIÓN GENERAL. | IX |
| SITUACIÓN PROBLÉMICA. | X |
| HIPÓTESIS. | X |
| ETAPAS PARA REALIZAR EL TRABAJO. | X |
| OBJETIVO GENERAL. | XI |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS. | XI |
| RESULTADOS ESPERADOS. | XI |
| CAPÍTULO I. | 1 |
| 1.1 INTRODUCCIÓN. | 2 |
| 1.2 ANTECEDENTES A ESTE TRABAJO DE DIPLOMA. | 3 |
| 1.3 GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL. | 4 |
| 1.3.1 Subestación eléctrica. | 5 |
| 1.3.2 Transformadores. | 7 |
| 1.4 RÉGIMENES TRANSITORIOS PERMISIBLES. | 9 |
| 1.4.1 Corriente de magnetización (inrush). | 9 |
| 1.4.2 Carga fría. | 11 |
| 1.4.3 Sobrecargas temporales. | 12 |
| 1.5 RÉGIMENES TRANSITORIOS NO PERMISIBLES. | 13 |
| 1.5.1 Fallas. | 13 |
| 1.5.2 Cortocircuito. | 14 |
| 1.5.3 Sobrecargas permanentes. | 17 |
| 1.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN. | 18 |
| 1.7 TEORÍA DE LAS PROTECCIONES. | 19 |
| 1.7.1 Sensibilidad. | 20 |
| 1.7.2 Selectividad. | 20 |
| 1.7.3 Rapidez. | 21 |
| 1.7.4 Fiabilidad. | 21 |
| 1.7.5 Coordinación de las protecciones. | 22 |
| 1.7.6 Ubicación de los dispositivos de protección. | 22 |



| | |
|--|-----------|
| 1.7.7 Factores para la Aplicación del Equipo de Protección..... | 23 |
| 1.8 RELÉS..... | 24 |
| 1.8.1 Relés de Sobrecorriente de fase..... | 24 |
| 1.8.2 Relés de Sobre y baja tensión..... | 26 |
| 1.8.3 Relés Direccionales..... | 26 |
| 1.8.4 Relés de distancia..... | 27 |
| 1.8.5 Relés Diferenciales..... | 28 |
| 1.9 CONCLUSIONES..... | 31 |
| CAPÍTULO II..... | 32 |
| 2.1 INTRODUCCIÓN..... | 33 |
| 2.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE [TC]..... | 34 |
| 2.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL [TP]..... | 39 |
| 2.4 TEORÍA DEL CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO..... | 41 |
| 2.5 MODELACIÓN DE LOS CIRCUITOS CON EL SOFTWARE..... | 43 |
| 2.6 CONCLUSIONES..... | 46 |
| CAPÍTULO III..... | 47 |
| 3.1 INTRODUCCIÓN..... | 48 |
| 3.2 TEORÍA DEL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES..... | 49 |
| 3.3 AJUSTE DEL RELÉ T60 O PROTECCIONES DIFERENCIALES A TRANSFORMADORES..... | 49 |
| 3.4 AJUSTE DEL RELÉ D60 O PROTECCIONES A DISTANCIA..... | 55 |
| 3.5 AJUSTE DEL RELÉ 750 / 760 O PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE..... | 59 |
| 3.6 VALORACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PROYECTO..... | 64 |
| 3.6.1 Valoración económica..... | 64 |
| 3.6.2 Valoración técnica..... | 65 |
| 3.7 CONCLUSIONES..... | 66 |
| CONCLUSIONES GENERALES..... | 67 |
| RECOMENDACIONES..... | 68 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 69 |
| ANEXOS..... | 71 |



Introducción General.

[\(Volver\)](#)

Para el estudio de las protecciones eléctricas se requieren de muchos requisitos y del estudio profundo de su amplio campo de trabajo. Un sistema eléctrico debidamente bien protegido garantiza un servicio nivelado y seguro a todos los consumidores de energía.

Las protecciones que se coloquen deben estar correctamente seleccionadas y ha su vez correctamente regularizadas para evitar dañar algún equipo o personal de trabajo y así minimizar gastos en nuevos equipamientos.

Los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia son muchos, al igual que son variadas las protecciones en ellos utilizadas, pero al igual que en todas las ciencias, en ésta también existe un núcleo teórico, una esencia en su estudio. En este caso lo principal es entender, que se deben proteger los elementos del sistema contra los defectos que comúnmente en ellos ocurren y siguiendo este concepto comenzar estudiando los elementos como tal, las causas de sus averías, etc.

Para realizar un buen trabajo en el ajuste de las protecciones eléctricas se deben tener en cuenta las características de los circuitos, sus componentes principales y secundarios, así como los principales regímenes de funcionamiento. Es importante conocer cual es el objeto del estudio, dominarlo a la perfección y comprender lo que es imprescindible para la obtención de un resultado satisfactorio.



Situación problemática.

[\(Volver\)](#)

La empresa Pedro Sotto Alba experimenta en estos momentos un incremento de carga en las áreas de producción, lo que trae consigo un nuevo ajuste de las protecciones debido a la instalación de un nuevo transformador en la subestación de 110 kV de dicha empresa, con el fin de satisfacer toda la carga en su totalidad.

Hipótesis.

[\(Volver\)](#)

Realizar el ajuste de las protecciones eléctricas teniendo en cuenta los cambios realizados en la subestación de 110 kV de la **Moa Nickel S.A**, esto se realizará por medio del cálculo de las corrientes de cortocircuito en los diferentes puntos del monolineal.

Etapas para realizar el trabajo.

[\(Volver\)](#)

- * Búsqueda bibliográfica sobre el tema.
- * Estudiar y analizar el circuito. (Para conocer como es el funcionamiento del mismo y poder realizar un buen trabajo).
- * Cálculo de las corrientes de cortocircuito para verificar la efectividad del trabajo. (Se utiliza el software Easy Power).
- * Realizar el reajuste de las protecciones para comprobar su correcto funcionamiento y así verificar la correcta coordinación de los relés ya seleccionados. (Este paso se realiza detalladamente para obtener un resultado efectivo).
- * Actualizar el monolineal en cuestión para poder saber como está el funcionamiento de la fábrica y también con el objetivo de contemplar todos los recientes cambios que se han realizado en la fábrica como tal. (Se utiliza el software Easy Power).



Objetivo general.

Mejorar las protecciones en la empresa Cdte. Pedro Sotto Alba (Moa Níckel S.A) [\(Volver\)](#)
producto al aumento de cargas por la ampliación de la misma.

Objetivos específicos.

- Se desea realizar el reajuste de una serie de protecciones para [\(Volver\)](#) verificar si su funcionamiento continua siendo eficaz.
- Lograr que las protecciones que están instaladas se encuentren en perfectas condiciones de funcionamiento para en caso que surja cualquier avería, sean capaces de responder con efectividad y rapidez.
- Crear un proyecto de protección para esta entidad que les permita con rapidez conocer el funcionamiento real del estado de las protecciones en un momento determinado.

Resultados esperados.

- * [\(Volver\)](#) Garantizar un mayor tiempo de vida útil de los dispositivos empleados dentro de la industria.
- * Utilizar eficientemente los diferentes elementos del sistema de distribución.
- * Evitar daños futuros que puedan ocurrir dentro de la empresa como consecuencia de una pérdida de energía eléctrica.
- * Obtener los valores reales de las corrientes de cortocircuito.
- * Realizar un reajuste de las protecciones ya instaladas dentro de la empresa en cuestión.
- * Metodología para realizar lo más rápido posible y con gran exactitud el cálculo de cortocircuito.
- * Tener una idea de cómo está el funcionamiento de la empresa con la actualización del monolineal.



Capítulo I.

Marco Teórico

- 1.1 **Introducción.**
- 1.2 **Antecedentes a este trabajo de diploma.**
- 1.3 **Generalidades de los sistemas de distribución.**
- 1.4 **Regímenes transitorios permisibles.**
- 1.5 **Regímenes transitorios no permisibles.**
- 1.6 **Dispositivos de protección.**
- 1.7 **Teoría de las protecciones.**
- 1.8 **Relés.**
- 1.9 **Conclusiones.**



1.1 Introducción.

[\(Volver\)](#)

Toda instalación eléctrica debe estar provista de una serie de protecciones que la hagan segura, tanto desde el punto de vista de los conductores y dispositivos eléctricos conectados, como de los bienes materiales y las personas que van a relacionarse con ella.

Para ello debe tenerse en cuenta que las fallas que normalmente ocurren en las líneas son producidas por contacto con árboles, la unión de conductores por el azote del viento, caída de conductores a la tierra, o por una descarga atmosférica. Por otra parte las sobrecargas se producen por el crecimiento de cargas no convenidas, mientras que el daño a los equipos está dado por descargas atmosféricas, deterioro de aisladores e instalaciones o aplicaciones inadecuadas.

Para lograr una adecuada protección se utilizan dispositivos que deben de ser correctamente seleccionados en dependencia del tipo de falla a proteger los que incluyen recerradores, fusibles, relés y otros. Cada uno de estos dispositivos es seleccionado en dependencia de las características del sistema en el punto donde se desea operar. Dichas características son voltaje, corriente de carga, rango de la corriente de falla y parámetros del sistema. Un requisito muy importante a tener en cuenta para la selección de dispositivos de protección es la coordinación entre sí de dichos dispositivos dentro del sistema.



1.2 Antecedentes a este trabajo de diploma.

[\(Volver\)](#)

Como antecedentes de este trabajo de diploma tenemos otros trabajos realizados anteriormente como uno realizado por el Master en Ciencias e Ingeniero Eléctrico Karell Bisset del departamento de desarrollo de dicha empresa “Cmdte Pedro Sotto Alba” Moa-Nichkel S.A..

En este trabajo se muestran los detalles de la construcción del modelo del sistema eléctrico de la empresa, mediante el software MATLAB. Así como la modelación de las protecciones más usadas para la protección de barras (Sobre corriente y Diferencial de corriente).

También se realizó el ajuste de las diferentes variantes de protección para la barra de la empresa, estos cálculos han sido utilizados para estudios posteriores o como referencia bibliográfica para realizar estudios y ajustes de las protecciones en otros casos de estudios.

Se seleccionaron protecciones a utilizar, estos se realizaron mediante el criterio de la estabilidad dinámica de los generadores eléctricos, con el auxilio del modelo del sistema eléctrico. Para el estudio del comportamiento del sistema se simularon fallos trifásicos y bifásicos en diferentes secciones de barra, con los tiempos máximos de las protecciones a utilizar.



1.3 Generalidades de los sistemas de distribución industrial.

[\(Volver\)](#)

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

Los principales datos de sistemas eléctricos son la tensión nominal, la frecuencia nominal y su comportamiento en caso de cortocircuito. Los sistemas de distribución de energía eléctrica, comprenden niveles de alta, baja y media tensión.

Este comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel. Los sistemas de distribución industrial pueden ser tanto de la industria ligera como industria pesada.

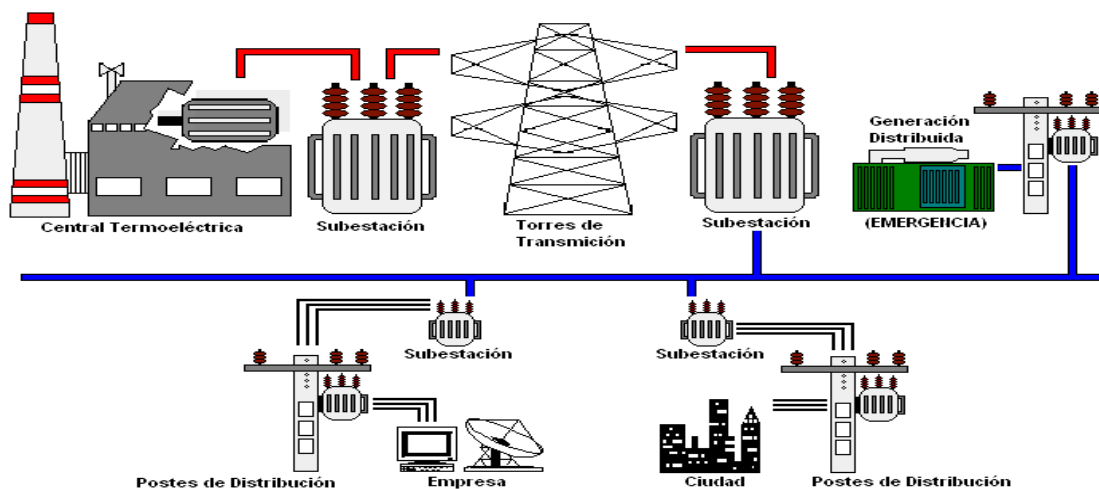


Figura 1.1 Diagrama esquematizado de un sistema de suministro eléctrico.



1.3.1 Subestación eléctrica.

[\(Volver\)](#)

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. Las subestaciones se pueden clasificar como sigue:

- Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas.
- Subestaciones receptoras primarias.
- Subestaciones receptoras secundarias.

Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas.- Estas se encuentran en las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad, para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, permitiendo así la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión. Los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 kV y la transmisión depende del volumen, la energía y la distancia.



Figura 1.2 Subestación eléctrica.



Subestaciones receptoras primarias.- Se alimentan directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, de manera que, dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones de 115, 69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 kV.

Subestaciones receptoras secundarias.- Generalmente estas están alimentadas por las redes de subtransmisión, y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones entre 34.5 y 6.9 kV.

Las subestaciones, también se pueden clasificar por el tipo de instalación, por ejemplo:

- Subestaciones tipo intemperie.
- Subestaciones de tipo interior.
- Subestaciones tipo blindado.

Subestaciones tipo intemperie.- Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requiere de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.

Subestaciones tipo interior.- En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias.

Subestaciones tipo blindado.- En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y utilización.



1.3.2 Transformadores.

[\(Volver\)](#)

Por lo general los sistemas importantes de generación y distribución de potencia del mundo son, hoy en día, sistemas de corriente alterna trifásicos. Esto se debe a la importancia que desempeñan los sistemas trifásicos en la vida moderna, por lo que es necesario entender la forma en que se usan los transformadores hoy en día.

Dichos transformadores suelen ser usados en los circuitos de distribución de potencias realmente grandes, como los utilizados en subestaciones y otros de potencia más pequeñas como los instalados en postes tanto en zonas urbanas como rurales.

Los transformadores para circuitos trifásicos pueden construirse de dos maneras. Estas son:

- Tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico.
- Haciendo un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un núcleo común.

1.3.2.1 Transformadores de potencia.

Descripción: estos son los encargados de transformar la energía eléctrica ya sea de mayor a menor escala, así como de menor a mayor escala para su eficiente transmisión y subtransmisión a empresas, casas y otras entidades consumidoras. Estos se pueden ver básicamente en subestaciones y en nuestro trabajo es usado para transformar la energía proveniente del SEN para ser usada en las diferentes plantas de la empresa “Cdte. Pedro Sotto Alba” Moa-Níkel S.A (figura 1.3).



Los datos generales de los transformadores de la subestación “Cdte. Pedro Sotto Alba” Moa-Níkel S.A:

| | |
|-------------------|--|
| Potencia nominal: | 20MVA. |
| Conexión: | Y-Y ₂ |
| Voltaje por alta: | 110kV. |
| Voltaje por bajo: | 13.8kV. |
| Cantidad: | 2 . |
| Aislamiento: | Clase H (alta temperatura). |
| Fabricante: | AREVA ALTHOMS |
| Enfriamiento | Por aceite y ventilación forzada para calentamiento. |
| Impedancia | Subtraciente 12 %. |



Figura 1.3 Transformadores trifásicos de potencia.



1.4 Regímenes transitorios permisibles.

[\(Volver\)](#)

Los regímenes transitorios permisibles ocurren en los circuitos de distribución para los cuales no debe perderse el correcto funcionamiento. Estos son regímenes para los cuales la carga no debe perder el suministro de energía. Es importante destacar que al ser transitorios solamente duran un período determinado de tiempo. Los regímenes transitorios que se mencionarán a continuación son: la corriente de magnetización (inrush), la carga fría y las sobrecargas temporales.

1.4.1 Corriente de magnetización (inrush).

[\(Volver\)](#)

La corriente de magnetización (inrush) es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador, cuando el voltaje aumenta repentinamente después de haber aislado una falla y el sistema se restablece, o cuando se energizan dos transformadores en paralelo. Esta corriente fluye solo de la fuente hacia el transformador (sin fluir fuera de él) razón por la que aparece como una corriente diferencial. Sin embargo, esto no es una condición de falla y el sistema de protección debe permanecer estable durante este transitorio. La corriente inrush puede aparecer en las tres fases y en el neutro aterrado del transformador como se muestra en la **figura 1.4**, su magnitud y duración dependen de factores externos y de diseño como:

- Impedancia de la fuente de alimentación.
- Capacidad del transformador.
- Localización del devanado energizado (Interno o externo) con respecto al núcleo laminado.
- Conexión de los arrollamientos.
- Punto de la onda de C.A donde se cierran los contactos del interruptor que energiza al transformador.
- Características magnéticas del núcleo.
- Remanencia del núcleo.
- Uso de resistores de preinserción.
- Restablecimiento súbito de voltaje. Después de haber aislado una falla.



- Energización en paralelo de transformadores.

La constante de tiempo utilizada para este transitorio con gran aproximación en cálculos, es de 0.1s para transformadores con capacidades menores a 100 KVA y por encima de 0.1s para transformadores de mayor capacidad. Se ha observado que en transformadores de gran capacidad, la corriente inrush aún permanece después de 30 min. de haberse energizado.

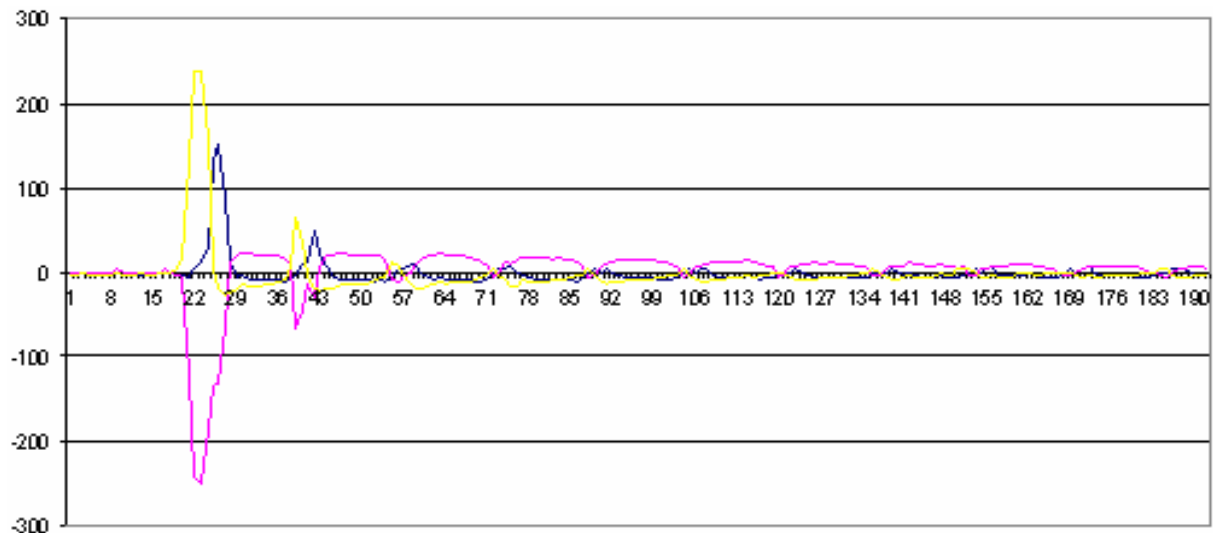


Figura 1.4 Corriente de inrush en las tres fases de un transformador.

La impedancia de la fuente de alimentación y la reactancia del núcleo en el devanado energizado determinan la magnitud de la corriente inrush cuando el núcleo se satura. Sin embargo, la probabilidad de que se presente la máxima corriente inrush es muy baja. La capacidad del transformador define en gran medida la duración y magnitud de la corriente inrush.

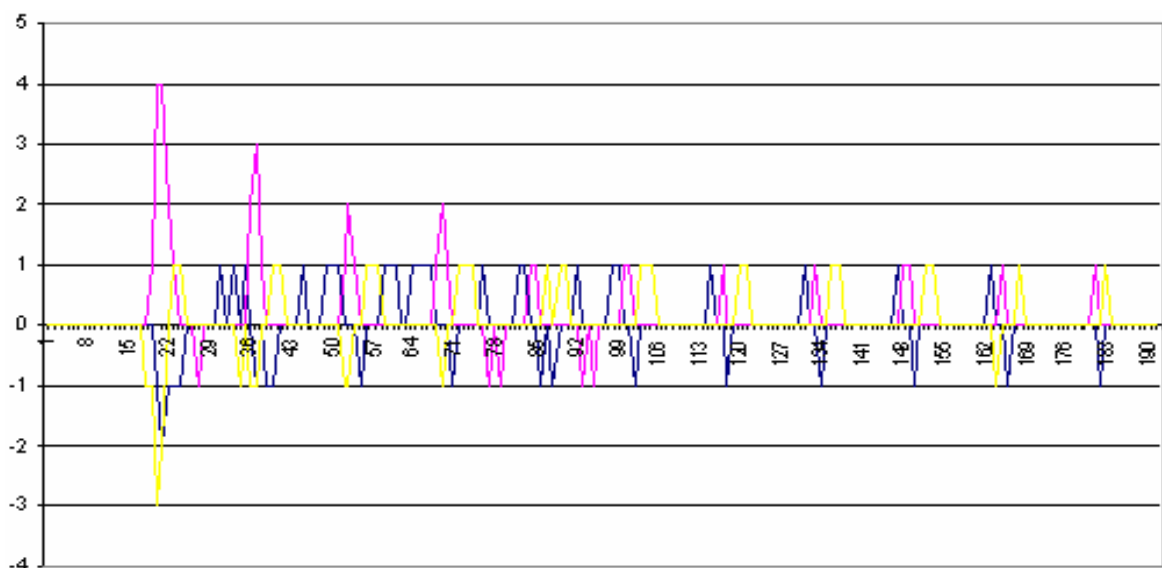


Figura 1.5 Corriente de inrush en las tres fases de un transformador.



En transformadores de núcleo acorazado, la magnitud de la corriente inrush es mayor en el devanado interno que en el externo. En el primer caso la corriente inrush alcanza valores de 10 a 20 veces la corriente nominal, mientras que en el segundo, de 5 a 10 veces. Usualmente, el devanado de alto voltaje es externo y el de bajo voltaje es interno.

El valor de la corriente inrush depende del punto en la onda de C.A. donde se cierran los polos del interruptor. El máximo valor de la corriente inrush se presenta cuando el interruptor cierra sus polos en el momento en que el voltaje es cero y el nuevo flujo magnético de la corriente inrush toma la misma dirección que el flujo remanente. La corriente inrush es pequeña cuando los flujos toman direcciones opuestas.

La energización de grandes transformadores de potencia usualmente se realiza mediante el cierre simultáneo de los tres polos de un interruptor, dejando al azar el instante de la conexión, este proceso origina la presencia de grandes corrientes inrush que pueden presentarse en las tres fases y en el neutro aterrado. Obsérvese la diferencia entre las corrientes inrush de un transformador con una corriente nominal de 10 amperes en diferentes momentos de conexión (**figuras 1.4 y 1.5**).

La corriente inrush es diferente en cada fase del transformador, debido a que en sistemas trifásicos las ondas de voltaje correspondientes a las fases están separadas 120° eléctricos y el cierre del interruptor de potencia es simultáneo en los tres polos, por lo que en el momento del cierre del interruptor, las tres ondas de tensión se encuentran en diferentes puntos (**figura 1.4**).

1.4.2 Carga fría.

[\(Volver\)](#)

La carga fría es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que en el momento de energizar dicho circuito pueden intervenir. Experimentalmente muchos especialistas han demostrado que las protecciones en los transformadores de subestaciones deben quedar por encima de varios puntos de tiempo contra corriente, los cuales se muestran en la **tabla 1.1**. Nótese como la corriente va decreciendo con el aumento del tiempo desde valores superiores a la corriente nominal hasta acercarse a ella.



Tabla 1.1 Puntos de la curva de carga fría

| Valor de corriente | Tiempo (s) |
|--------------------|------------|
| 6 In | 1 s |
| 3 In | 10 s |
| 2 In | 15 x 60 s |

Fuente: Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución. Comisión Federal de Electricidad México.

Los fusibles del primario de los transformadores de las subestaciones son sometidos a sobreintensidades de corriente de larga duración que ocurren debido a la pérdida de diversidad de la carga después de una interrupción extendida (30 minutos o más). Estas sobreintensidades de larga duración son las causantes de la carga fría. Las corrientes de carga fría suelen tener una duración de hasta 30 minutos después del re-avivamiento. Este fenómeno ocurre desde cargas eléctricas grandes tales como acondicionadores de aire, refrigeradores, y los calentadores eléctricos que se controlan por termostatos.

Se debe evitar para este régimen una operación del fusible conectado al primario del transformador. Este debe ser capaz de soportar la corriente del transformador expuesto a la sobreintensidad de corriente transitoria provocada por la carga fría.

Para transformadores regularmente grandes (hasta 1000 KVA) el perfil de la recolección de la carga fría no se diferencia mucho de los transformadores más pequeños. Siempre se debe tratar de que las protecciones de los transformadores queden por encima de los puntos mostrados en la **tabla 1.1**.

1.4.3 Sobrecargas temporales.

[\(Volver\)](#)

Una sobrecarga es causada comúnmente por cargar en exceso el sistema eléctrico, como lo podemos apreciar al instalar demasiados equipos, tales como muchos consumidores en una línea, etc. Los elementos de un sistema eléctrico son construidos para soportar un tiempo determinado de sobrecarga. Al ser llamadas sobrecargas temporales el dispositivo de protección no debe operar ante su aparición.



1.5 Regímenes transitorios no permisibles.

[\(Volver\)](#)

Los regímenes transitorios no permisibles son aquellos que pueden causar daños en el equipamiento y en el circuito de distribución como tal. Su acción es indeseada, causando pérdida de la calidad de la energía. Por tales razones, deben ser desconectados en el menor tiempo posible, evitando la ruptura de dispositivos y el mal funcionamiento del sistema.

Los dispositivos de protección en los sistemas de distribución deben desconectar los circuitos y equipos antes de que ocurran aumentos de temperatura dañinos. Aún moderados aumentos de temperatura pueden reducir considerablemente la vida de los equipos; por ejemplo, sobrecargas de tan solo el 15% en algunos consumidores reducen la vida de aislamiento en un 50%.

Los elementos de protección seleccionados deben ser lo suficientemente capaces de detectar sin ejecutar operación alguna la conexión de grandes cargas y sobrecargas temporales. Sin embargo, si la sobrecarga continúa, las protecciones deben operar antes de que haya daños en el sistema o sus componentes.

1.5.1 Fallas.

[\(Volver\)](#)

El que ocurran fallas en sistemas de distribución es mucho más frecuente que en los sistemas de transmisión y generación debido a que en estas hay gran cantidad de equipos y circuitos instalados. El problema de las fallas no tendría importancia si la distribución de la energía eléctrica fuera mediante cables subterráneos, sin embargo desde ya hace más de 20 años se viene utilizando cada vez más las líneas aéreas, lo que origina un peligro latente de riesgo eléctrico a las personas ante la caída a tierra de un conductor.

Las fallas se podrían clasificar de acuerdo a su naturaleza en dos tipos:

- Temporales.
- Permanentes.

El 85 % de las fallas es de carácter transitorio, en la mayoría de las ocasiones provocadas por descargas atmosféricas y solamente un 15 % es de fallas permanentes.



Hay muchas fallas que se originan como fallas temporales, pero si no se despejan oportunamente se pueden convertir en una falla permanente.

1.5.2 Cortocircuito.

[\(Volver\)](#)

El conocimiento de la magnitud de las corrientes que circulan por los equipos y circuitos de los sistemas eléctricos de potencia, tanto en condiciones normales como en condiciones de falla, es la base fundamental para la selección y coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente en serie. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla.

La condición normal de un sistema de potencia es sin falla, sin embargo es casi imposible evitar su presencia en el sistema, debido a muchas causas, las cuales están fuera del control humano. Debido a ello, los equipos o el sistema en general, en estas condiciones, pueden sufrir daños que en ocasiones son graves, por lo que es necesario al diseñar las instalaciones que éstas contengan todos los elementos adecuados de protección, considerando los valores más altos de corriente de cortocircuito para poder llevar a cabo el ajuste de los dispositivos de protección (relés) y la capacidad de cortocircuito de los equipos. De igual manera, es importante conocer los valores mínimos de corriente de falla para poder calibrar las protecciones de tal manera que las puedan detectar y aislar.

Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricos (balanceados) y asimétricos (desbalanceados). **figura 1.6**

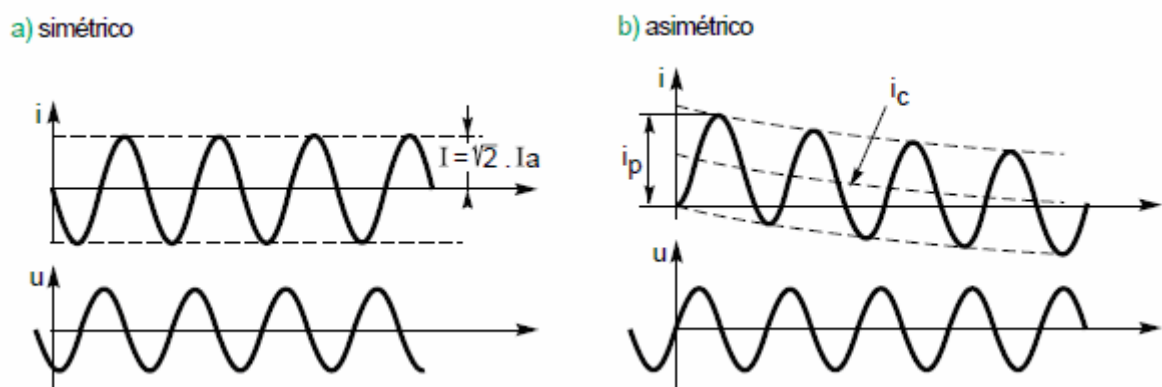


Figura 1.6 Presentación gráfica de una corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica.



En las fallas simétricas las corrientes de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas se tiene:

- Cortocircuito trifásico.
- Cortocircuito trifásico a tierra.

En las fallas asimétricas las corrientes en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas se pueden citar:

- Cortocircuito bifásico (fase a fase).
- Cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra).
- Cortocircuito monofásico (fase a tierra).

El que ocurran estas fallas es causado por una serie de un porcentaje relativo de factores tales como la configuración de los circuitos, condiciones atmosféricas, el método de puesta a tierra, etc.

Para líneas aéreas, los manuales de distribución indican las siguientes distribuciones entre tipos de fallas:

- | | |
|--------------------------------|-----|
| • Falla de una línea a tierra | 70% |
| • Falla de línea a línea | 15% |
| • Falla de dos líneas a tierra | 10% |
| • Falla trifásica | 5% |

Se puede observar el ejemplo de un monolineal cortocircuitado en la **figura 1.7**

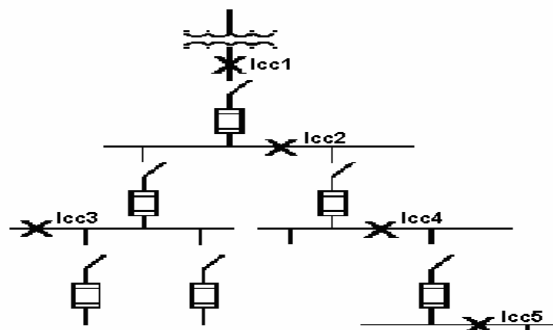


Figura 1.7 Corrientes de cortocircuito en zonas alejadas de la fuente de alimentación.



Las principales características de los cortocircuitos son:

- Su duración: autoextinguible, transitorio, permanente.
- Su origen:
 - Originados por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño, como herramientas o animales).
 - Debidos a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico.
 - Causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.
- Su localización: dentro o fuera de una máquina o un tablero eléctrico.

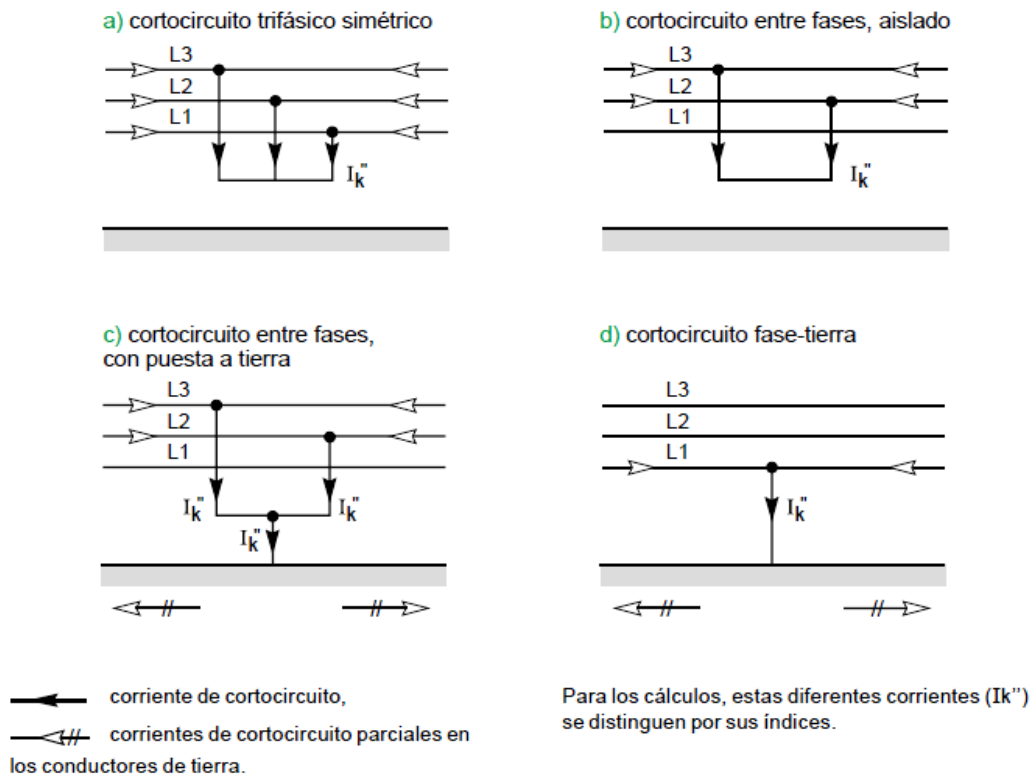


Figura 1.8 Los diferentes cortocircuitos y sus corrientes.

Consecuencias de los cortocircuitos

Depende de la naturaleza y duración de los defectos, del punto de la instalación afectado y de la magnitud de la intensidad:

- Según el lugar del defecto, la presencia de un arco puede:



- Degradar los aislantes.
- Fundir los conductores.
- Provocar un incendio o representar un peligro para las personas.
- Según el circuito afectado, pueden presentarse:
 - Sobreesfuerzos electrodinámicos, con:
 - Deformación de los juegos de barras,
 - Arrancado o desprendimiento de los cables;
 - Sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto Joule, con riesgo de deterioro de los aislantes;
 - Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas:
 - Bajadas de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos;
 - Desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y la selectividad de sus protecciones.
 - Inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas;
 - Perturbaciones en los circuitos de mando y control.

1.5.3 Sobrecargas permanentes.

[\(Volver\)](#)

En el momento que una sobrecarga supera un tiempo determinado para el cual un elemento puede ser dañado, esta se convierte en una avería. Los dispositivos conectados en las líneas de distribución, tales como transformadores y otros elementos deben ser protegidos contra sobrecargas excesivas. En el caso de los transformadores se construyen con un margen de tiempo de sobrecarga para el cual no deben dañarse sus elementos de construcción.

Muchos circuitos de distribución se construyen con múltiples posibilidades de enlace, evitando así las desconexiones por tiempos prolongados y las sobrecargas excesivas del transformador de alimentación.

Las sobrecargas permanentes se caracterizan por provocar un incremento de temperatura en las partes conductoras de transformadores y otros. Debido a esta acción, pueden perderse las propiedades de los conductores y perder gran parte de la vida útil del dispositivo en general.



1.6 Dispositivos de Protección.

[\(Volver\)](#)

Las protecciones se caracterizan por ser Primarias o Secundarias. Es decir, si las señales se medirán directamente de la línea o a través de un elemento de medición (transformadores de corriente, de potencial, etc.).

Muchas veces algunos autores las caracterizan como principales o auxiliares. La protección que actuará contra los defectos más graves que ocurran en el elemento y que por tanto hará caso omiso a los fallos externos a éste, son las llamadas principales.

Se le llama protección a la unión de todos los elementos que participan en ella, desde el transformador de corriente hasta el interruptor que es el desconectivo. En este sentido se le denominan a las partes de una protección: Elementos de Protección. Entre estos elementos está el elemento de comparación, que accionará cuando el valor del o los parámetros medidos supere el nivel de ajuste (Elementos de máxima) o cuando estos parámetros estén por debajo del valor de ajuste (Elementos de mínima). Es muy fácil convertir un elemento de máxima en uno de mínima o viceversa.

La acción de las protecciones nunca es instantánea. Aunque se han logrado tiempos muy pequeños, siempre hay un retraso entre la ocurrencia del fallo y la desconexión del mismo, en esto influyen los retardos de tiempo de cada uno de los elementos de la protección. En ocasiones, estos elementos presentan una demora de tiempo que no tiene relación alguna con el valor o nivel del fenómeno transitorio (Temporización Independiente) y en otros casos si (temporización dependiente). Esta característica es tratada por algunos autores como elementos de tiempo definido y elementos de tiempo inverso, porque generalmente en los segundos, el tiempo tiene relación inversa al nivel del parámetro que mide.

La localización de las protecciones es variable, pero por lo general está situada en el lugar donde enlaza con el elemento que le sirve de alimentación.

Muchas protecciones son compactas, es decir, no están divididas en partes. El mismo equipo mide las corrientes, compara y acciona o desconecta al elemento averiado, en este caso tenemos a los fusibles, interruptores automáticos, algunos relés térmicos, etc. En ocasiones estos dispositivos son diseñados de tal forma que se comportan siguiendo una única característica, es decir, no puede ser cambiada



su característica de operación, un ejemplo de esto se observa en los fusibles. Esta característica divide a las protecciones en ajustables o no ajustables. Las protecciones no ajustables únicamente hay que seleccionarlas adecuadamente.

Un punto importante es el proceso de ajuste, este concepto un poco antiguo apareció con los elementos electromagnéticos y mixtos (electrónicos y electromagnéticos) y está relacionado con el mantenimiento del dispositivo. Cuando los dispositivos de protección llevan un tiempo de operación, hay que verificar si aún se está comportando correctamente, nótese que puede haber estado instalado y como no ocurrió ningún fallo, no ha actuado jamás. Para hacer estas verificaciones, el fabricante brinda algunas reglas que lo permiten y siguiendo adecuadamente estos procedimientos se podrá llevar al dispositivo a su estado inicial, es decir, a su funcionamiento óptimo.

1.7 Teoría de las protecciones.

[\(Volver\)](#)

Las protecciones tienen unos 70 años de una antigüedad a lo largo de los cuales se han realizado grandes evoluciones con la utilización de la tecnología.

Las anomalías de la red siguen siendo prácticamente las mismas y las faltas de las que proteger también, pero las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías deben de hacernos modificar todos los fenómenos derivados de las perturbaciones en el sistema eléctrico, para hacer el mejor uso y aplicar nuevas técnicas en la selección y detección de las faltas. Se deben tener en cuenta tres principios básicos de las protecciones:

- 1- Todas las fallas deben considerarse como transitorias.
- 2- Si la falla es permanente, se debe desconectar (eliminar) la falla.
- 3- Se debe desconectar la menor parte del circuito.

Los objetivos de la protección de los sistemas de distribución son tres (3):

- Prevenir o minimizar los daños a los equipos y circuitos.
- Prevenir daños al público.
- Mantener y mejorar la continuidad de servicios al cliente.

A todo relé o sistema de protección, se le exigen cuatro requisitos fundamentales para que realice su función correctamente. Estos requisitos son:

- Sensibilidad



- Selectividad
- Rapidez
- Fiabilidad
- Coordinación.

Métodos de protección:

- Selección del parámetro(s) a medir para detectar el fallo.
- Formas de medición.
- Características de respuesta del elemento de protección.
- Funcionamiento durante fallos para todas sus variantes.
- Criterio de detección del fallo (Ajuste).

1.7.1 Sensibilidad.

[\(Volver\)](#)

Un sistema de protección debe ser lo suficientemente sensible como para operar en las condiciones de falla mínima que se puedan dar en la parte del sistema que tenga encomendada. En cualquier sistema eléctrico, en varias ocasiones en el día y durante las distintas estaciones del año, la carga puede variar entre límites muy amplios. Para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación con el fin de atender la demanda de la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad de las protecciones. En estas condiciones, circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito y esta deberá ser lo suficientemente sensible para detectar esa falta.

1.7.2 Selectividad.

[\(Volver\)](#)

La selectividad de una protección determinada es la posibilidad de escoger adecuadamente dentro de que zona encomendada y después disparar los elementos necesarios para despejar la falta. Las protecciones deben diferenciar entre aquellas faltas para las que deben de operar por haberse producido en los



propios equipos que protegen, de las faltas que se produzcan en otros equipos para las que no deben de operar.

En ocasiones las protecciones no son seleccionadas con el cuidado debido y ello implica el que no se vean afectadas por las faltas que se produzcan fuera de los equipos o de las zonas que tienen bajo su responsabilidad.

Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en faltas fuera de su zona encomendada, son consideradas relativamente selectivas. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de diferentes ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los que se pretende sean selectivos.

1.7.3 Rapidez.

[\(Volver\)](#)

La rapidez es un aspecto esencial para el correcto uso de las protecciones eléctricas, puesto que estas garantizan una respuesta eficaz para casos de elementos dañados, por ende evita que se produzcan mayores desperfectos debidos a los efectos del cortocircuito y de esta manera, reducir los costos de reparación y el de su permanencia fuera de servicio. La rapidez de operación tiene además, repercusión directa en la estabilidad general del sistema eléctrico

1.7.4 Fiabilidad.

[\(Volver\)](#)

Otro de los requisitos indispensables para un satisfactorio funcionamiento de las protecciones es que debe de ser fiable, lo que está en la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente.

Este término de fiabilidad trae incluido dentro de sí dos conceptos. Por un lado, la obediencia que es la cualidad de que una protección opere correctamente cuando es requerido para operar y por otro lado la seguridad que es la cualidad de no operar ante unas causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende, en primer lugar, de la fiabilidad de los propios relés y en segundo lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.



1.7.5 Coordinación de las protecciones.

[\(Volver\)](#)

En esta operación se seleccionan los diferentes dispositivos para la protección, de forma tal que trabajen en cadena y así poder detectar la falla y solo sacar de servicio la zona afectada.

Para un estudio satisfactorio de coordinación de protecciones hay que tener en cuenta una serie de pasos generales los cuales son:

1. Recopilar la información necesaria sobre el sistema eléctrico a proteger, indicando las características de los elementos del sistema en el diagrama unifilar.

2. Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido.

3. Calcular las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los puntos del sistema que sean importantes para la coordinación.

4. Recopilar y seleccionar información técnica sobre los equipos de protección existentes o que se instalarán en el sistema eléctrico, entre ellas las curvas características de tiempo-corriente de cada dispositivo de protección.

5. Ubicar y seleccionar las características y rango de ajustes de los equipos de protección para que cumplan con las exigencias básicas del circuito a proteger y las normas existentes para tal fin.

6. El proceso de coordinación debe realizarse desde la carga hacia la fuente, en los sistemas radiales.

7. Realizar la coordinación, es decir, escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección de modo que exista selectividad.

1.7.6 Ubicación de los dispositivos de protección.

[\(Volver\)](#)

Para una correcta ubicación de los equipos de protección deberán tenerse en cuenta los siguientes requisitos:

1) El primer punto lógico a proteger será la salida al alimentador.



- 2) Idealmente el origen de cada ramal debería considerarse como punto de seccionalización con el objeto de limitar el retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema.
- 3) Se debe tomar en cuenta la facilidad de acceso al equipo de protección que se instale.
- 4) La decisión definitiva sobre el grado de protección debe quedar sujeta a una evaluación técnico-económica que tome en cuenta la inversión inicial en los equipos contra los ahorros en costo y beneficio a largo plazo.

1.7.7 Factores para la Aplicación del Equipo de Protección.

[\(Volver\)](#)

Para una aplicación apropiada de los equipos de protección se deben tener en cuenta una serie de factores de gran importancia entre los cuales tenemos:

- a) Distancia y calibre de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- b) Voltaje del sistema.
- c) Corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- d) Niveles de falla máxima y mínima en los puntos que se desean proteger.
- e) Valores mínimos de operación.
- f) Características operativas (curvas tiempo-corriente) y secuencia seleccionada en los equipos de protección.
- g) En el equipo de protección se deben considerar ciertos márgenes de capacidad, tales que cubran los futuros crecimientos de carga o probables modificaciones del sistema.
- h) Normalmente, a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos menos caros y menos sofisticados.



1.8 Relés.

[\(Volver\)](#)

Para ganar en flexibilidad aparecieron los relés en todas sus variantes con grandes posibilidades de ajustes y menor costo.

Son muchas las variantes de relés que existen, pero lo normal es que constituye un dispositivo que se conecta al secundario de los transformadores de medición (corriente o tensión) y acciona directa o indirectamente al interruptor, que en este caso no será automático.

Los relés pueden medir corriente o tensión y en muchos casos las dos al mismo tiempo, extraen la componente que desean, la comparan, esperan el tiempo determinado por el tipo de temporización que posean; ya sea tiempo inverso o definido y actúan cerrando sus contactos. Por lo general los contactos de un relé no tienen la suficiente potencia como para controlar las bobinas de los interruptores y por tanto, se hace necesario utilizar otros elementos intermedios.

1.8.1 Relés de Sobrecorriente de fase.

[\(Volver\)](#)

Estos dispositivos son muy sencillos y su principio de acción está muy relacionado con el valor eficaz de la corriente. Este dispositivo mide el valor eficaz de la corriente que llega a sus bornes y opera, si el valor medido supera un valor preestablecido con anterioridad (ajuste). La operación la hará en dependencia del tipo de temporización que posea: tiempo inverso o tiempo definido (51).

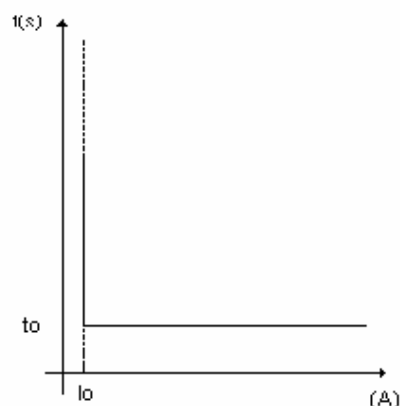


Figura 1.9 Característica hipotética de un 50 de tiempo definido.



En la **figura 1.9** se muestra la acción de tiempo definido. Para corrientes mayores que (I_0) el relé operará en un tiempo siempre igual a (t_0) . Es decir, que sin importar la magnitud de la sobrecorriente el tiempo de operación siempre será el mismo.

En la **figura 1.10** se muestra la acción de tiempo inverso. Para corrientes mayores que (I_0) el tiempo dependerá del nivel de la sobrecorriente. Mayores sobrecorrientes menores tiempos. Estos dispositivos están caracterizados por tener un grado de inversión determinado y poseer una familia de curvas enumeradas entre las cuales es necesario seleccionar una. A esta numeración se le conoce como múltiplo o palanca de tiempo y constituye uno de los parámetros a ajustar.

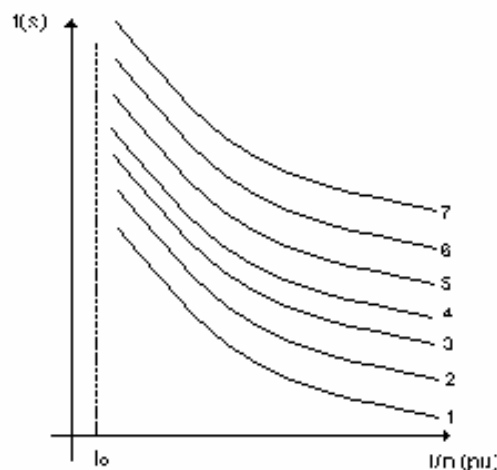


Figura 1.10 Característica hipotética de un Relé 51 de tiempo inverso.

En la actualidad existen relés que extraen las componentes de secuencia cero de las corrientes de las fases y actúan de manera similar a lo explicado anteriormente, pero con las corrientes de secuencia cero. Son conocidos en la norma ANSI como 50G y 51G. Estos últimos sólo actuarían para aquellos fenómenos con la tierra como los cortocircuitos monofásicos.



1.8.2 Relés de Sobre y baja tensión.

[\(Volver\)](#)

En estos relés sucede de la misma forma a lo explicado en los Relés de Sobrecorriente pero con la tensión. Claro que se colocarían en el secundario de un transformador de potencial. Aunque son más comunes los de características de tiempo definido también aparecen los de tiempo inverso, pero su aplicación no está muy generalizada. Se conocen en la norma ANSI como 27 y 59.

Se pueden encontrar variantes de estos dispositivos pero que operen con algunas de las componentes armónicas de la tensión, por ejemplo el tercer armónico y son muy comunes en la protección de generadores contra fallos a tierra.

1.8.3 Relés Direccionales

[\(Volver\)](#)

En ocasiones y principalmente para redes multilaterales se hace necesario medir con efectividad que corriente, durante un fallo, proviene de una u otra fuente; es decir, se hace necesario medir la dirección de la corriente de cortocircuito.

Los Relés Direccionales aparecen por dos razones, la primera es la imposibilidad de coordinar los relés de sobrecorrientes en las redes multilaterales y la segunda es la detección de inversión no permitida de la potencia en un sistema.

Existen dos variantes de Relés Direccionales: la de fase, principalmente conocida como Relés Direccionales de Sobrecorriente (67) y la de potencia, conocida como Relés Direccionales de Potencia (32).

El Relé Direccional de fase o Sobrecorriente (67) se instala acompañado de relés de sobrecorriente y su función es bloquear la operación de estos cuando cambia la dirección de la corriente en dirección contraria a la establecida. Este relé por lo general sólo mide el ángulo de desfasaje entre la tensión y la corriente y opera cuando este se aleja de un valor preestablecido sin importar la amplitud de la tensión ni de la corriente.

El Relé Direccional de potencia (32) a diferencia del anterior mide la potencia activa y, por tanto, guarda relación con el desfasaje entre la tensión y la corriente y sus magnitudes. También se pueden encontrar Relés Direccionales de potencia reactiva (40Q) pero su aplicación está menos difundida.



1.8.4 Relés de distancia.

[\(Volver\)](#)

La magnitud de las corrientes de cortocircuitos depende, entre otras cosas, del nivel de generación del sistema. Para los estados de mínima generación, las corrientes de cortocircuitos suelen disminuir a valores muy pequeños y esto puede provocar la insensibilidad de algunos Relés de Sobrecorriente. El Relé de Distancia aparece para evitar estos problemas, es decir, es un dispositivo inmune a los cambios de generación del sistema. Para su funcionamiento necesita medir las señales de tensión y de corriente, calculando la impedancia con la relación de estas dos variantes.

La impedancia de cortocircuito, que es la magnitud por la cual él opera, varía en dependencia de la distancia entre el lugar del fallo y la ubicación de la protección y es por ello que a estos relés se les conoce como Relés de Distancia. La impedancia disminuye a medida que el fallo se acerca al relé y aumenta a medida que se aleja, esto permite comprender que estos tipos de Relés son dispositivos de mínima; es decir, operarán cuando la impedancia disminuye por debajo de un valor establecido (ajuste).

Aunque el ajuste, por lo general, es un valor de impedancia, estos relés presentan diferentes características en el plano X (ordenadas) y R (abscisas) que los representa o los clasifica. Son muchas las variantes de Relés de Distancias (**figura 1.11**) y la más utilizada en el país es el tipo MHO o resistencia

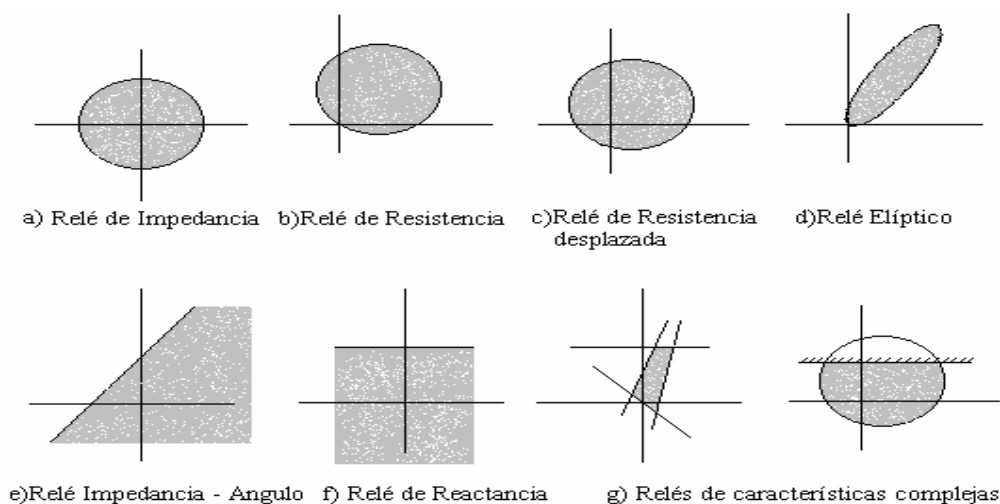


Figura 1.11 Característica hipotética de los Relés de Distancias.



La verdadera operación se efectuará cuando el par ordenado (R_f y X_f), extraído de la impedancia de fallo (Z_f) medido por el relé, se encuentre en el interior de las características que represente al mismo.

Estos Relés son conocidos como relés complejos por la gran variedad de los mismos y la dificultad de sus ajustes, su numeración ANSI es 21. En la actualidad se crean dispositivos que combinan varios escalones de relés de distancia y con características dinámicas; es decir, que la figura que lo representa no tiene un tamaño estático. Estas características dinámicas son provocadas por un filtro o memoria que poseen para almacenar la tensión y cuando la tensión desaparezca producto a un fallo muy cercano, operar con el valor almacenado.

1.8.5 Relés Diferenciales.

[\(Volver\)](#)

En algunas redes, fundamentalmente las de Transmisión, son imprescindibles acciones rápidas de las protecciones para todos los fallos que se puedan presentar en la línea; es decir, una protección de acción instantánea que proteja el total de la línea sin dejar zonas muertas o de no - operación.

Entonces el problema radica en encontrar un método de protección que sea independiente de los cambios de la generación, como la protección de distancia, pero que a la vez no tenga zona muerta y en este sentido aparece la Protección Diferencial que es altamente sensible y absoluta

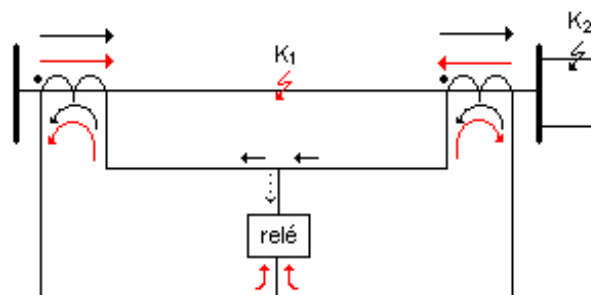


Figura 1.12 Principio de acción de las protecciones diferenciales.

En la figura 1.12 se muestra el principio de operación, en un diagrama monolineal, de la Protección Diferencial. Esta consiste en un relé que operará para la diferencia que existe entre las corrientes en los extremos del elemento protegido.



Para el caso del fallo externo (K_2) no pasará corriente por el relé, por tanto, el Relé no debe operar. Para el fallo interno (K_1), la corriente que pasa por el relé es la corriente de cortocircuito referida al secundario de los transformadores de corriente y el relé debe operar rápidamente

Se puede utilizar un relé de sobrecorriente en la conexión diferencial y con esto, constituir una protección diferencial, pero se han encontrado bastantes problemas relacionados con la operación incorrecta de los mismos.

Un relé diferencial mide dos corrientes por cada paso, muchas veces no son solo dos, pero el principio de acción es el mismo. En este tipo de relés se ajusta una corriente y si el valor de la diferencia que el mide es superior al valor ajustado opera. Estos son conocidos como relés diferenciales instantáneos y su numeración ANSI es 87.



Figura 1.13 Característica hipotética de un relé de porcentaje diferencial.

Se conocen los de tipo Porcentaje Diferencial que son un tanto más complejos pero más absolutos y sensibles (**figura 1.13**). Para su operación también utilizan dos señales de corrientes pero de estas extraen dos componentes: la corriente de operación (I_{op}) y la corriente de retención (I_{ret}). Con estas dos señales llevadas al plano cartesiano formado por las I_{op} como las ordenadas y las I_{ret} como las abscisas, se establecerá la operación del relé. Existen variantes con doble rampa (**figura 1.14**) que son mucho más sensibles e inmune a las corrientes de desbalances que lo harían mal – operar en caso de cortocircuitos externos. La corriente I_{s1} , la pendiente de cada rampa y el punto de cambio de rampa son parámetros ajustables.

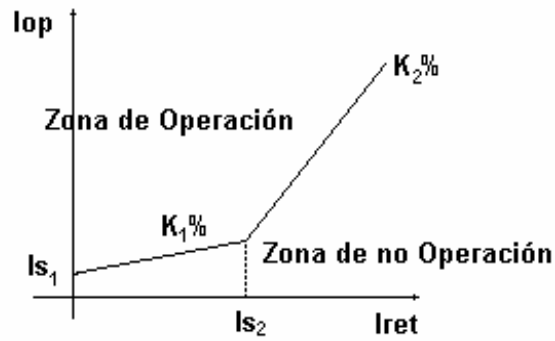


Figura 1.14 Característica hipotética de un relé de porcentaje diferencial de doble rampa.

Estos son los relés que conforman el método más exacto entre los conocidos en las protecciones eléctricas y, por lo general, se le aplican a los elementos de mayor importancia en los sistemas eléctricos.



1.9 Conclusiones.

[\(Volver\)](#)

- Se abordaron a grandes rasgos los componentes de un sistema de distribución industrial dando una detallada explicación de su funcionamiento, componentes y sistema de trabajo.
- Se trataron profundamente los diferentes regímenes que pueden afectar los sistemas eléctricos, tanto los permisibles como los no permisibles para así mantener un equilibrio en el funcionamiento del mismo.
- Se analizaron las características generales que deben cumplir las protecciones teniendo en cuenta los parámetros de seguridad tanto para las personas como para el sistema.
- Por último se investigó detalladamente acerca de los relés, con los que se van a trabajar como tal en esta investigación, dando una profunda y detallada explicación de todas sus funciones.



Capítulo II.

Estudio de cortocircuito

- 2.1 **Introducción.**
- 2.2 **Transformadores de corriente.**
- 2.3 **Transformadores de potencial.**
- 2.4 **Cálculo de las corrientes de cortocircuito.**
- 2.5 **Modelación de los circuitos con el software.**
- 2.6 **Conclusiones.**



2.1 Introducción.

[\(Volver\)](#)

Después del comienzo de un cortocircuito, son conocidos los elevados niveles que alcanzan las corrientes durante su ocurrencia y por tanto, su permanencia, no solo sería fatal para el elemento averiado, sino también para otros elementos que no participan directamente en el fenómeno transitorio.

Las altas corrientes generan grandes temperaturas en el punto de descarga o de cortocircuito y si estos no son desconectados con extrema rapidez, el elemento averiado quedaría destruido completamente y no podrá ser siquiera reparado. Esto puede traer como consecuencia explosiones peligrosas para la seguridad del personal operario, etc. son algunos de las consecuencias que traen consigo las averías, y para evitar estos desastres, se deben instalar protecciones y que su acción sea lo más rápida posible. Los niveles de las corrientes de cortocircuitos trifásicos pueden superar en 10 veces las corrientes nominales del equipo averiado y solo bastará que este permanezca unas centésimas de segundo y el equipo puede quedar inutilizable.

Los tiempos de actuación casi siempre son, en caso de cortocircuitos, menores que 0.5 segundos; por tanto, los sistemas eléctricos necesitan elementos que actúen con gran velocidad. Evidentemente estos no pueden ser logrados con la acción física del hombre y se necesitan elementos autónomos para actuar contra los fallos en los sistemas eléctricos y estos son llamados Protecciones Eléctricas. Después de un tiempo de uso estos dispositivos utilizados para proteger las cargas deben de verificarse para su correcto funcionamiento y así mantener la seguridad en todas las instalaciones y como ya se había mencionado, en la del personal que está relacionado con dichas instalaciones.



2.2 Transformadores de corriente [TC].

[\(Volver\)](#)

Estos dispositivos se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos.

Los valores de los transformadores de corriente son:

Carga nominal: 2.5 a 200 VA, dependiendo su función.

Corriente nominal: 1 y 5A en su lado secundario se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser: 100/5, 600/5, 800/5, 1000/5. Un ejemplo lo podemos observar en la **figura 2.1**.

Usualmente estos dispositivos vienen con un amperímetro adecuado con la razón de transformación de los transformadores de corriente, por ejemplo: un transformador de 100/5 está disponible con un amperímetro graduado de 0 - 100A.



Figura 2.1 Transformadores de corriente.

Un elemento de gran importancia para el buen funcionamiento de las protecciones por relé es el transformador de corriente, ya que el mismo puede introducir errores que hagan que si está mal, opere.

Un transformador de corriente transforma la corriente de línea de un circuito de potencia en valores adecuados para los relés de protección normalizados y además aísla a los mismos de los altos voltajes de línea.



Los transformadores de corriente poseen dos devanados, primario y secundario. El devanado secundario entrega una corriente proporcional a la que circula por el primario, manteniendo una relación fija denominada relación de transformación (kt) que depende de la relación entre el número de vueltas de los devanados secundario y primario.

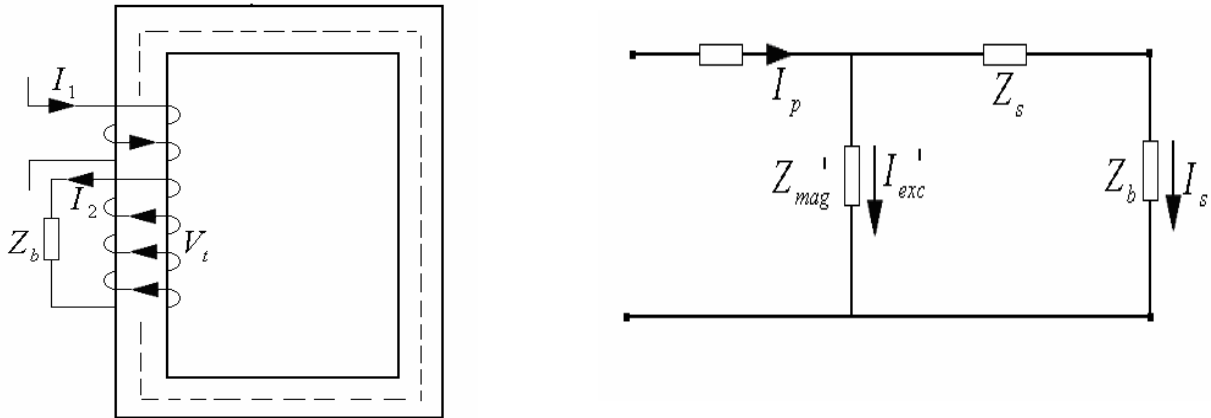


Figura 2.2 Representación esquemática del TC y su circuito equivalente referido al secundario.

En la mayoría de los casos los transformadores de corriente funcionan como una fuente de corriente: el valor de la corriente por el devanado secundario se determina por la corriente primaria que es la corriente de un elemento protegido y prácticamente no depende de la carga aplicada al transformador de corriente ni de las resistencias de su circuito equivalente (**figura 2.2**).

El régimen de la fuente de corriente, es posible si la resistencia equivalente del transformador de corriente reducida al devanado primario, es despreciable en comparación con la resistencia de fases del sistema eléctrico (lo que tiene lugar).

En la construcción de los transformadores de corriente se prevee la identificación por medio de las marcas de polaridad, de los sentidos entre las corrientes primaria y secundaria. Por el convenio se considera que cuando la corriente “entra” al Terminal marcado en el primario, la corriente “sale” del Terminal marcado en el secundario.

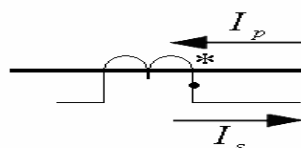


Figura 2.3 Marcas de polaridad de un transformador de corriente.



En los transformadores de corriente se distinguen los errores de corriente, error angular y el error total que incluye a los anteriormente mencionados.

Error de corriente f_i : Es la diferencia aritmética entre la corriente secundaria verdadera y la corriente primaria verdadera reducida al circuito secundario, expresada en tanto por ciento de la corriente primaria verdadera reducida al circuito secundario

$$f_i = \frac{I_s - \frac{I_p}{k_t}}{\frac{I_p}{k_t}} * 100 = \left[\frac{I_s}{\frac{I_p}{k_t}} - 1 \right] * 100$$

Donde:

I_s : Corriente circulante por el devanado secundario.

I_p : Corriente circulante por el devanado primario.

f_i : Error de corriente.

Para f_i se admiten valores menores o iguales que el 10%.

Error angular: Se determina por un ángulo de desplazamiento entre la corriente primaria y la corriente secundaria. Este error es de gran importancia, se analiza cuando los transformadores de corriente se utilizan para alimentar relés de comparación de fases. Para un error total al 10%, el error angular no es superior a unos grados, es decir, aceptable. Con grandes errores en la corriente, cuando el núcleo del transformador de corriente quede saturado el error angular se determina como el ángulo entre los pasos por cero de I_p e I_s .

Con la saturación del núcleo del transformador de corriente se incrementan los errores del mismo. La saturación ocurre cuando el flujo magnético requerido para producir la corriente necesaria en el secundario excede la densidad de flujo determinada por las dimensiones físicas del núcleo del TC. La saturación de TC puede ocurrir por los siguientes factores:

- Área del núcleo de TC.
- Cargas conectadas al TC. (Tipo, resistencia o inductancia).
- Presencia de un flujo remanente en el TC.



- Presencia de componentes de corriente directa en el TC.

Cuando el núcleo del TC se satura en el mismo ocurre el efecto representado en la **figura 2.4**.

Un método muy eficaz para la clasificación y selección de la exactitud de los TC se realiza basándose en el error total y en el voltaje en los terminales. Este método asume que los TC pueden suministrar 20 veces su valor nominal de corriente en el secundario (100 A para TC con 5 A de corriente normalizada en el secundario). Con este valor de corriente en el secundario se clasifican mediante el voltaje secundario que puede ser mantenido en los terminales mientras el error no exceda el 10% especificado.

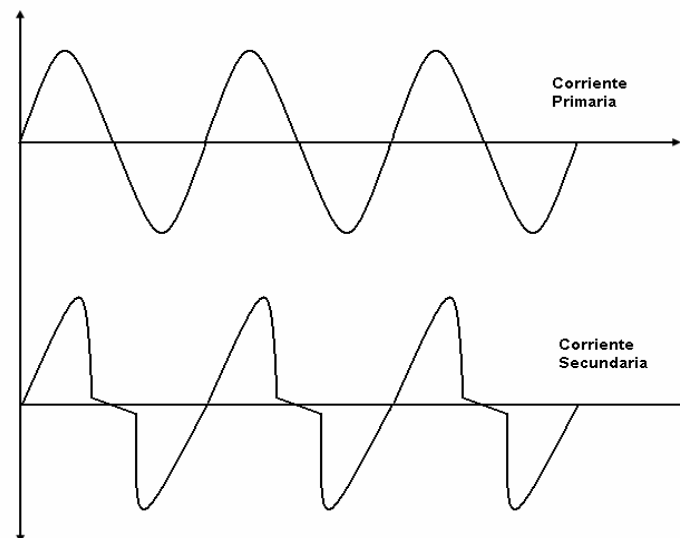


Figura 2.4 Efecto de la saturación en un transformador de corriente.

Clasificación estándar de los TC:

| | |
|----------|----------|
| 10 T 10 | 10 C 10 |
| 10 T 20 | 10 C 20 |
| 10 T 50 | 10 C 50 |
| 10 T 100 | 10 C 100 |
| 10 T 200 | 10 C 200 |
| 10 T 400 | 10 C 400 |
| 10 T 800 | 10 C 800 |



El número antes de la letra significa el valor del error total expresado en por ciento. La letra T significa que la exactitud del TC puede ser obtenida mediante pruebas. La letra C significa que la exactitud puede ser determinada por cálculos a través de la característica de excitación o magnetización del TC. El número después de la letra especifica el voltaje en los terminales que podrá ser mantenido cuando el error no exceda el 10% y la corriente por el secundario es de 1 a 20 veces de su valor nominal para cualquier burden (carga del TC) menor o igual al nominal.

Descripción de la prueba al transformador de corriente.

Con $I_s = 100$ A y asumiendo un error, $I_{exc} = 10$ A. mediante la característica de excitación se determina E_s por la magnitud de I_{exc} . Ver figura 2.5 y 2.6.

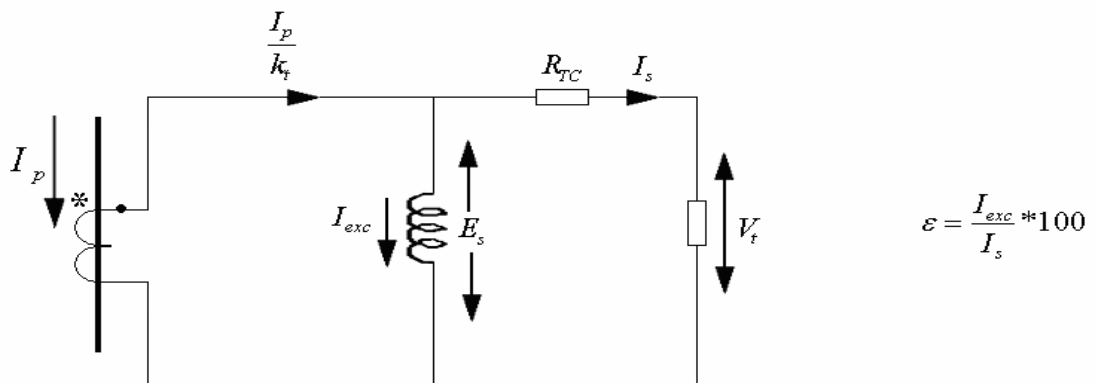


Figura 2.5 Determinación del error del TC mediante el circuito equivalente.

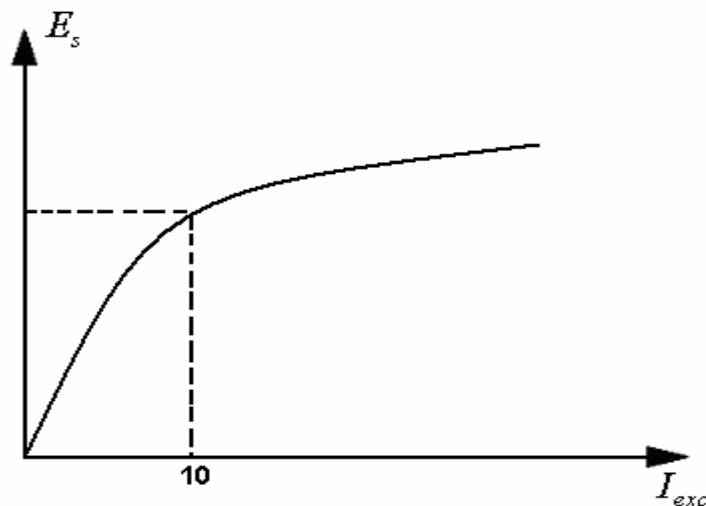


Figura 2.6 Característica de excitación o magnetización de un transformador de corriente.



Entonces puede ser determinado el voltaje en los terminales del transformador de corriente para su respectiva selección:

$$V_t = E_s - I_s (R_{TC})$$

2.3 Transformador de potencial [TP].

[\(Volver\)](#)

Este es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial. Para observar ejemplo de los mismos vea la **figura 2.7**.



Figura: 2.7 Transformadores de potencial.

Existen varios tipos de transformadores de potencial:

Los transformadores de potencial (TP) de un solo bushing se usan en sistemas aterrados. Los transformadores de potencial de 2 bushing se usan para conectar entre 3 líneas.



Para mediciones se usan hierros de alta permeabilidad. En protecciones se usan hierros de baja permeabilidad, alta reluctancia y se requiere que para valores altos de I primaria se reproduzcan altas corrientes por el secundario.

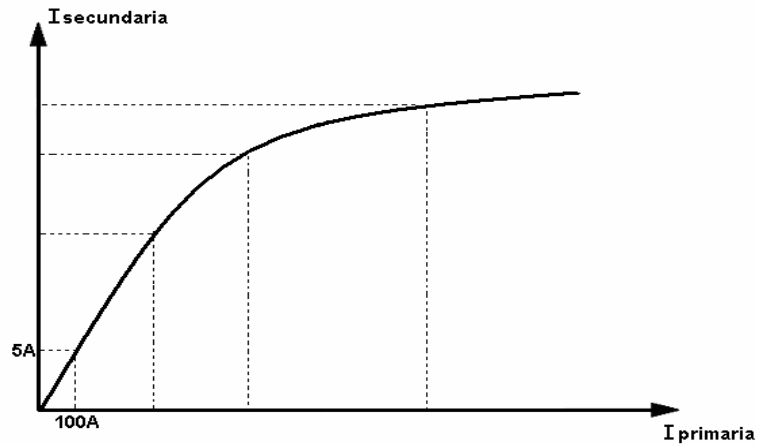
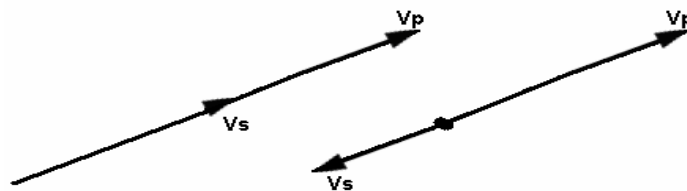


Figura 2.8 Curva de saturación de un transformador de potencial.

Esta se define en 2 errores, de fase y de amplitud.

El error de fase indica el defasaje entre las magnitudes primarias y secundarias diferentes de 0 a 180 grados. Este error es provocado por la componente de excitación I_m de la corriente.

En vacío se admite hasta 7 grados.



En la práctica se admite que no introduce defasaje el transformador de medición.

El error de magnitud nos da la desviación de la relación de transformación real con respecto a la relación de transformación nominal. Es provocado por la componente I_e .

Aislamiento: película, aceite y porcelana.

Diseño capacitor + circuito magnético.

Rango de voltaje: 75 a 765 kV.



Transformadores de potencial: requerimientos y errores.

Medición de energía: clase de precisión - 0.5

Medición instantánea: clase de precisión -1.0

Medición instantánea de panel.

Protecciones: Clase de precisión 3.0

$$\frac{\frac{U_p}{K_v} - U_s}{\frac{U_p}{K_v}} \times 100\%$$

Donde:

K_v = Relación de transformación nominal.

U_p = Voltaje primario.

U_s = Voltaje secundario.

Datos Fundamentales del transformador de potencial

- Potencia.
- Relación de transformación.
- # de fases: $1\phi - 3\phi$.
- Frecuencia.
- Clase de precisión.

El transformador de potencial mantiene la clase de precisión con variaciones de $\pm 10\%$ del voltaje nominal

$U_s = 110 \text{ V}$.

2.4 Teoría del cálculo de las corrientes de cortocircuito.

[\(Volver\)](#)

Para el cálculo de cortocircuito hay muchos imponderables y este en muchas ocasiones solamente se realiza tomando en consideración las condiciones más severas, que en realidad pueden no ocurrir nunca, pero contra las cuales se debe estar prevenido.

Como ya se explico en el capítulo anterior la determinación de la magnitud de la corriente de cortocircuito es tan importante como la determinación de las corrientes a plena carga, máxima demanda, factor de potencia y todos los parámetros básicos para el proyecto y explotación de la unidad de producción o la



unidad consumidora de energía eléctrica. Al conocer todo lo relacionado con las corrientes de cortocircuito se pueden seleccionar las capacidades necesarias de los interruptores y desconectivos de todo tipo, las protecciones a instalar, su calibración y las coordinaciones que deben existir entre ellas. Esto garantiza que en caso de ocurrir una falla, esta sea interrumpida con seguridad por el equipo adecuado en el tiempo previsto, de manera que se pueda aislar el circuito dañado y continuar abasteciendo de energía eléctrica los circuitos vecinos, sin afectar otra área de producción.

La corriente de cortocircuito y su desarrollo en el tiempo depende varios factores que son los siguientes:

1. Distancia en que se encuentra la fuente de corriente que alimenta la falla.
2. Ángulo que se inicia el fenómeno con respecto al voltaje.
3. Magnitud de la resistencia de los conductores con respecto a su reactancia.
4. Magnitud y números de los motores de todo tipo que están conectados a la línea en el momento de la falla.

Existen diferentes métodos para el cálculo de la corriente de cortocircuito entre los más difundidos se encuentran:

- Método de ohms.
- Método de I cálculo por unidades relativas (por unidad).
- Método de los MVA.
- Método de la impedancia de barra.

El cálculo manual de la corriente de cortocircuito a través de los métodos antes mencionados, resulta una tarea bastante trabajosa cuando se desea conocer las corrientes de cortocircuito en fallas trifásicas o asimétricas. La resolución de estos métodos lleva implícito el conocimiento del método de las componentes simétricas para la conversión del sistema en los respectivos diagramas de reactancias equivalentes de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero.



2.5 Modelación de los circuitos con el software.

[\(Volver\)](#)

En muchas investigaciones se puede contar con varios software que agilizan de forma sorprendente y amena el cálculo. En nuestro caso se calculará la corriente de cortocircuito, donde para esto se hará uso de un software muy efectivo. Dentro de este grupo de programas se encuentra el Easy Power que viene hace unos años demostrando su efectividad a la hora de la obtención de resultados.

El Easy Power es una herramienta ingenieril computacional para el análisis de sistemas eléctricos ya sean industriales o comerciales. El Easy Power es uno de los pocos programas que integran completamente el cálculo de cortocircuito y el análisis del flujo de potencia. Este software es muy aceptado por su fácil manipulación ya que se controla interactiva y directamente desde el propio monolineal.

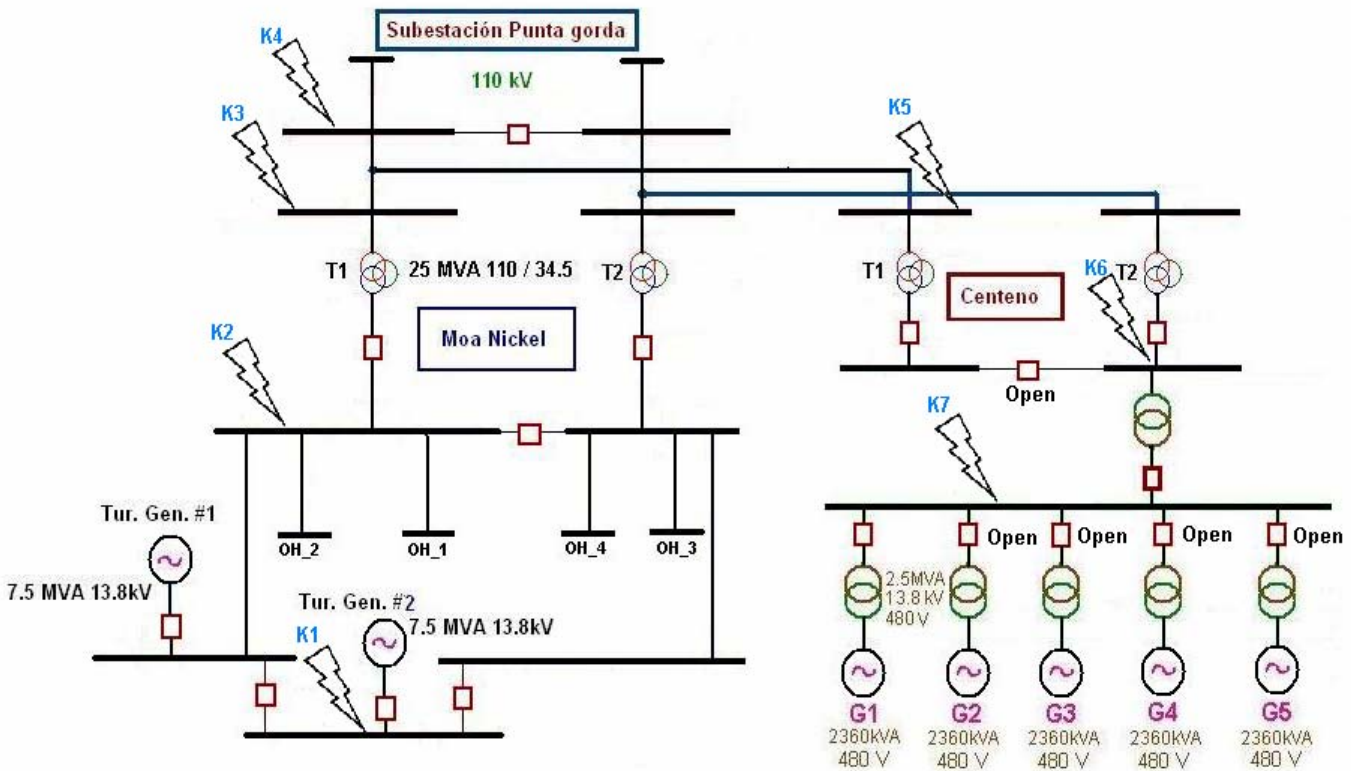
Dicho software posee grandes ventajas sobre otros programas en cuanto a tiempo de ejecución, capacidad de modelación, seguridad y confiabilidad en sus cálculos. El análisis de cortocircuito por Easy Power fue diseñado para fallos trifásicos y fallos asimétricos utilizando la norma ANSI estándar. Este método utiliza una red separada de R durante el intervalo comprendido entre el segundo y el quinto ciclo para determinar una relación Z/R que aproximadamente se conserve durante todo el tiempo del cortocircuito. Este valor es usado como el valor X/R equivalente de Thevenin en el punto de falla. Los valores de voltaje y corriente son calculados sobre la base de la reducción de una red compleja $(R+jX)$.

Es muy importante destacar que para el propósito de determinar las características de los equipos de protección así como la protección misma, normalmente se efectúan estudios de cortocircuito para fallas de línea a tierra, por ser estas las más probables de ocurrir, y para fallas trifásicas porque, a pesar de ser estas las de menor probabilidad de que ocurran, son las que pueden someter a los equipos, las máquinas y/o dispositivos a los esfuerzos más severos y además desde el punto de vista analítico, resulta más fácil de estudiar y sus resultados son bastantes satisfactorios para distintas aplicaciones.



Las mayores corrientes de cortocircuito se experimentan en las zonas cercanas a las fuentes de alimentación y a medida que se incrementa la distancia las corrientes tienden a disminuir por la aparición de reactancias en todo el trayecto.

Para observar los cálculos realizados por el software se puede remitir a los anexos donde podrá observar la modelación de los circuitos. En ellos se realizaron los cálculos de cortocircuito tanto monofásico, bifásico como trifásico. Hay que tomar en cuenta que para los cálculos que se realizarán posteriormente, se tomarán los valores obtenidos por dicha modelación en el próximo capítulo para el ajuste de las protecciones que se utilizan dentro de la fábrica en cuestión. A continuación se muestran los puntos en cuestión donde se llevarán a cabo los estudios de cortocircuito.





Después de dar una breve idea de cómo funciona el software utilizado podremos observar los cálculos realizados por el mismo en los anexos. Cada subtítulo está organizado por grupo que contienen los monolineales realizados para cada punto donde se calculó la corriente cortocircuito que fueron presentados anteriormente, además se realizó este cálculo para mínima generación con 1 o 2 generadores para 1 fase, 2 fases y 3 fases.

[Anexos # 9. Diagramas monolineales de monofásicos para 1 generador.](#)

[Anexos # 10. Diagramas monolineales de monofásicos para 2 generadores.](#)

[Anexos # 11. Diagramas monolineales de bifásicos para 1 generador.](#)

[Anexos # 12. Diagramas monolineales de bifásicos para 2 generadores.](#)

[Anexos # 13. Diagramas monolineales de trifásicos para 1 generador.](#)

[Anexos # 14. Diagramas monolineales de trifásicos para 2 generadores.](#)



2.6 Conclusiones

[\(Volver\)](#)

- ❖ Se abordaron componentes de las protecciones eléctricas utilizadas (RELÉS) como son el caso de los transformadores de potencial y los transformadores de corrientes los cuales son utilizados para la medición de variables.

- ❖ Como parte importante de este capítulo se realizó el estudio de cortocircuito para diferentes puntos del monolineal que representa el circuito ya estudiado.



Capítulo III.

Proyecto final para el ajuste de las protecciones.

- 3.1 Introducción.
- 3.2 Teoría del ajuste de las protecciones.
- 3.3 Ajuste del Relé T60 o protecciones diferenciales a transformadores.
- 3.4 Ajuste del Relé D60 o protecciones a distancia.
- 3.5 Ajuste del Relé 750 / 760 o protecciones de sobrecorriente.
- 3.6 Valoración técnico-económica del proyecto.
- 3.7 Conclusiones.



3.1 Introducción.

[\(Volver\)](#)

Los dispositivos utilizados para la realización de este estudio son varios que se abarcarán con más profundidad en este capítulo. El método de protección utilizando Relés de Sobrecorriente tenía las desventajas de que dependía del nivel de generación a que estaba el sistema, dado que la corriente de cortocircuito varía con la entrada o salida de una fuente de generación. Por estas razones en los sistemas se suelen trabajar con dos potencias de cortocircuitos: para regímenes de máxima y mínima generación. Como es conocido, el dato de mínima se utiliza en la verificación de la sensibilidad y en muchas ocasiones estas normas no se cumplen.

Para la protección de estas redes de Transmisión o Sub-transmisión se hace necesario la utilización de métodos de protección que no se afecten con la diferencia de generación que pueda existir en los sistemas y por eso, aparecieron los Relés de Distancia y Diferenciales.



3.2 Teoría del Ajuste de las protecciones.

[\(Volver\)](#)

Existen muchas variantes de protecciones colectoras, pero como protecciones para este tipo de elementos se emplean fundamentalmente las protecciones de sobrecorriente, direccionales de corriente, protecciones a distancia y diferenciales de corriente.

Por ser las más utilizadas y conocidas para estos fines, en este capítulo se analizará el ajuste de los relés de protecciones diferenciales ha transformadores, de protecciones ha distancia y por último protecciones de sobrecorriente

3.3 Ajuste del Relé T60 o protecciones diferenciales a transformadores.

[\(Volver\)](#)

El Sistema de Protección de Transformador T60 es un relé basado en microprocesadores para la protección de transformadores de potencia trifásicos pequeños, medianos y grandes. El relé puede ser configurado con un máximo de cuatro entradas de corriente trifásica y cuatro entradas de corriente a tierra y pueden satisfacer aplicaciones con los enrollados del transformador conectados entre dos breakers, tal como en una barra en forma de anillo o en la configuración de breaker. El T60 realiza compensación de magnitud y de desfase internamente, eliminando requisitos para la conexión externa de transformador de corriente (TC) y TCs auxiliares, el mismo lo podemos observar en la **figura 3.1**.



Figura 3.1 Relé de protecciones diferenciales a transformadores T60.



El elemento del diferencial de por ciento es el dispositivo principal de protección en el T60. Los elementos de protección diferencial instantánea, de voltio por hertz, de falla de tierra restringida y muchos otros elementos de la protección de corriente, voltaje y frecuencia son también incorporados.

El T60 incluye dieciséis comparadores programables completamente universales, o FlexElements™, que provee flexibilidad adicional permitiendo al usuario hacer a medida sus funciones de protección que responden a cualquier señales medidas o calculadas por el relé. Vea instalación eléctrica en el [Anexo # 4.](#)

Las funciones de medición del T60 incluyen fasores y valores verdaderas de raíz media cuadrática para corrientes y voltajes, armónicos de corriente y THD, componentes simétricos, frecuencia, potencia, factor de potencia y energía.

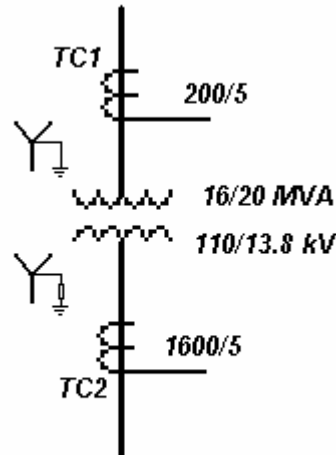
Las características diagnósticas incluyen una grabadora de acontecimiento capaz de almacenar 1024 acontecimientos marcados por tiempo, un oscilográfico capaz de almacenar hasta 64 registros con habilitación programable, contenido y tasa de muestreo y adquisición del registrador de datos de hasta 16 canales, con un contenido y tasa de muestreo programable. El reloj interno usado para etiquetar tiempos puede estar sincronizado con una señal IRIG – B o por el protocolo SNTP de un puerto de Ethernet. Este conteo de tiempo preciso permite que se pueda determinar la secuencia de acontecimientos en todo el sistema. Los acontecimientos también pueden estar programados por ecuaciones FlexLogic™ para provocar la captura de datos del oscilográfico que pueden ser configurado para registrar los parámetros medidos antes y después el acontecimiento para analizar en una computadora personal (la PC). Estas herramientas significativamente se achican el tiempo de localización de fallas y simplifican la generación del informe en el caso de una falla del sistema.

Un puerto delantero RS232 puede ser usado para conectarse a una PC para la programación de las configuraciones y el monitoreo de valores reales. Una variedad de módulos de comunicaciones está disponible. Dos puertos traseros RS485 permiten el acceso independiente por el cuerpo administrativo de ingeniería de computadoras de sistema. Todos los puertos series usan el protocolo operativo Modbus RTU. Los puertos RS485 pueden estar conectados a las computadoras del sistema con velocidades en baudios de hasta 115.2 kilobits por segundo.



El puerto del RS232 tiene una velocidad en baudios fija de 19.2 kilobits por segundo. Para observar los dispositivos que tiene incluida ver [Anexo # 5](#) y [Anexo # 6](#).

Ajuste a la protección diferencial a transformadores T60.



(1)

$$I_{n_{Alta}} = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 0.11} = 104.97 A$$

Por tanto el que se toma es $TC_1 = 200$

TC transformador de corriente.

(2)

$$I_{n_{Baja}} = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 0.0138} = 836.74 A$$

Por tanto el que se toma es $TC_2 = 1600/5$

(3)

$$\text{Margen de Error}(110kV) = \frac{200}{104.97} = 1.905$$

(4)

$$\text{Margen de Error}(13.8kV) = \frac{1600}{836.74} = 1.912$$

(5)

Para la realización de estos cálculos tomamos como referencia el TC_1 o enrollado secundario de transformador.



(6)

$$\text{Por tanto } M_1 = \frac{1.905}{1.912} = 0.996$$

(7)

Por tanto $M_2 = 1$ (porque este enrollado fue tomado como referencia).

Esto es lo que normalmente denominamos como la compensación de magnitud que tiene el relé.

Por ejemplo si la carga real fuera de 100A por alta y de 797 por el lado de baja.

$$\frac{100}{40} * 0.996 = 2.4$$

$$\frac{797}{320} * 1 = 2.4$$

Por tanto la corriente diferencial $I_{Dif} = 2.4 - 2.4 = 0$

(8)

Otro método que es el llamado por unidad (p.u).

$$I_{1Sec} = \frac{100}{40} = 2.5$$

$$I_{2Sec} = \frac{797}{320} = 2.4$$

(9)

Corrientes compensadas.

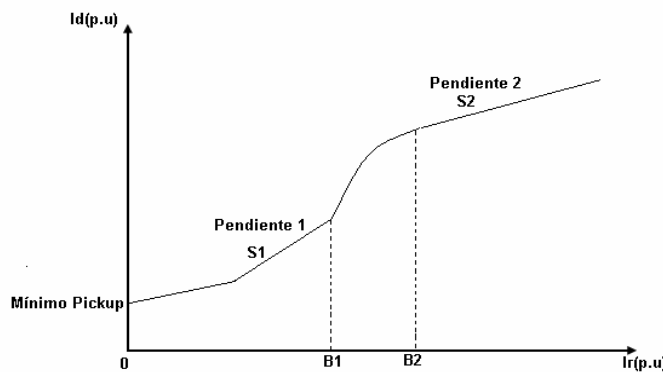
$$I_{1Comp} = \frac{100}{200} * 0.996 = 0.498 p.u$$

$$I_{2Comp} = \frac{797}{1600} * 1 = 0.498 p.u$$

Corriente diferencial: $I_d = 0.498 - 0.498 = 0 p.u$

Corriente de restricción.

(10)



- B1: Breakpoint #1.
- B2: Breakpoint #2.
- S1: Slope #1.
- S2: Slope #2.

Figura 3.2 Curva del relé T60.



B1: Este ajuste corresponde al valor máximo de la operación lineal de los TCs.

B2: Este ajuste en por unidad (p.u), corresponde a la corriente de falla más pequeña que pueda causar saturación en los TCs.

(11)

- Error en los TCs: el error en los TCs es de $\pm 10\%$

+ 10% TC1= 10.497A, por tanto $104.97+10.497=115.467A$

- 10% TC2= 83.674A, por tanto $836.74 - 83.674=753.066A$

Referido a valores por unidad (p.u):

$$115.467 * 0.996 / 200 = 0.575 p.u$$

$$753.066 * 1 / 1600 = 0.471 p.u$$

Por tanto la corriente diferencial = $0.575 - 0.471 = 0.104 p.u.$

(12)

El cambio de tab. de los transformadores de fuerza pudiera adicionar otro 10% del error.

Por tanto el mínimo pick up = $0.104+0.1=0.204p.u.$

(13)

Slope1: S1

- $I_d = 0.104$
- Corriente de restricción $I_r = 0.525A$
- Slope1: $\frac{I_d}{I_r} * 100\% = 18\%$

Se adiciona un 5% como margen de seguridad.

Por tanto S1= $18\% + 5\% = 23\%$

Un valor típico para la primera pendiente es de 25%.



(14)

Break point 1= B1

Se hacen las curvas de saturación de los TCs;

Voltaje sec. – corriente sec.

TC1 (200/5), $V_{sat} = 125 V$, y $Z_b = 5\Omega$ (burden).

TC2 (1600/5), $V_{sat} = 240V$, y $Z_b = 4\Omega$ (burden).

Por tanto,

$$I_{\max}(TC1) = \frac{V_{sat}}{Z_b} = \frac{125}{5} = 25A \text{ Sec.} \quad I_{\max}(TC1) p.u = 25 * \frac{0.996}{5} = 5 \text{ p.u}$$

$$I_{\max}(TC2) = \frac{V_{sat}}{Z_b} = \frac{240}{4} = 60A \text{ Sec.} \quad I_{\max}(TC2) p.u = 60 * \frac{1}{5} = 12 \text{ p.u}$$

Es escogido como B1 el error en magnitud que introducen los TCs, en este caso es de 0.996 p.u. Un valor típico usado es 2.00 p.u.

Break point 2 = B2

Del cálculo anterior, B2 = 5 p.u.

Un valor típico para el ajuste es B2 = 8.00 p.u.

Slope 2, S2:

Este ajuste debe ser lo suficientemente alto para contrarrestar la corriente diferencial causada por la saturación de los TCs.

Un valor típico es S2 = 100%

Valores calculados para los ajustes.

- Minimum Pick up = $0.2 * 1600 = 320A$, corriente diferencial.
- Break 1, B1 = $2 * 1600 = 3200A$, corriente de restricción.
- Break 2, B1 = $8 * 1600 = 12800A$, corriente de restricción.
- Slope 1 = 25% (0.25).
- Slope 2 = 100% (1.00).



3.4 Ajuste del Relé D60 o protecciones a distancia.

[\(Volver\)](#)

El Sistema de Protección Línea a Distancia D60 es un relé basado en microprocesadores, pretendido para el uso en las líneas de transmisión de cualquier nivel de voltaje y en las cercanías de una compensación serie, en aplicaciones de disparo de tres polos y de uno solo.

La función primaria del relé consta de cinco zonas de protección de fase y de tierra a distancia, ya sea mho o cuadrilátero según la selección del usuario, con lógica incorporada para los cinco.

Los elementos de distancia son optimizados para proveer buena exactitud de medida con un tiempo rápido de operación, aún cuando se usan con transformadores de voltaje capacitivos (TVCs), y pueden ser supervisados por la detección de oscilaciones de potencia. El relé también provee elementos direccionales de sobrecorriente a tierra, los cuáles son comúnmente usados como parte de un sistema global de protección de las líneas, este dispositivo se puede observar en la **figura 3.3**.

Las zonas de distancia de fase del D60 pueden ser configuradas para operar con voltajes y corrientes alimentados de TVs y TCs localizados independientemente de uno a otro en cada lado de un transformador trifásico de potencia. El relé compensa consecuentemente para conservar, alcanzar y corregir la información meta a pesar de la posición y tipo de falla. Este rasgo permite aplicaciones protectoras de respaldo para generadores y los transformadores de potencia.



Figura 3.3 Relé de protecciones distancia D60



Una función de acercamiento a la falla (o del paso a la falla) es realizada por el elemento de arresto de la línea. El disparo fuera-de-paso, el autorecierre de tres polos o de un polo del breaker dual, la comprobación del sincronismo, la locación de la falla y muchas otras funciones están también disponibles. Además, la protección contra sobrecorriente y baja tensión, el diagnóstico de fallas, la medición de potencia y las funciones RTU son provistas. El D60 provee protección de fase, neutro y contra baja corriente temporizado a tierra. Las funciones de sobrecorrientes temporizadas pueden ser programadas con la curva de formas múltiples o la FlexCurve™ para la coordinación óptima. Su esquema de conexión de muestra en el [Anexo # 3](#).

La medición del voltaje, la corriente y la potencia están incorporadas en el relé como un rasgo estándar. Los parámetros de la corriente están disponibles como magnitud total de raíz media cuadrática de la forma de onda, o como la frecuencia fundamental con sólo magnitud de raíz media cuadrática y el ángulo (el fasor).

Las características diagnósticas incluyen una grabadora de acontecimiento capaz de almacenar 1024 acontecimientos marcados por tiempo, un oscilográfico capaz de almacenar hasta 64 registros con habilitación programable, contenido y tasa de muestreo y adquisición del registrador de datos de hasta 16 canales, con un contenido y tasa de muestreo programable. El reloj interno usado para el etiquetar tiempos puede estar sincronizado con una señal IRIG – B o por el protocolo SNTP de un puerto de Ethernet. Este conteo de tiempo preciso permite que se pueda determinar la secuencia de acontecimientos en todo el sistema. Los acontecimientos también pueden estar programados por ecuaciones FlexLogic™ para provocar la captura de datos del oscilográfico que pueden ser configurado para registrar los parámetros medidos antes y después del acontecimiento para analizar en una computadora personal (la PC). Estas herramientas significativamente se achican el tiempo de localización de fallas y simplifican la generación del informe en el caso de una falla del sistema.

La protección de distancia debe considerarse cuando la de sobre corriente es muy lenta o no es selectiva. Los relés de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas de fase en líneas de subtransmisión y en líneas de transmisión donde no es necesario el recierre



automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para fallas en el extremo de la zona.

Los relés de distancia se prefieren a los de sobrecorriente porque no se ven tan afectados por los cambios de la magnitud de la corriente de cortocircuito ni por los cambios en la capacidad de generación y de la configuración del sistema.

Los relés de distancia de fase se ajustan con base en la impedancia de secuencia positiva entre la localización del relé y la falla; más allá de la cual deberá detenerse el funcionamiento de un relé dado. Los relés de distancia de tierra están ajustados de la misma forma, aunque algunos tipos pueden responder a la impedancia de secuencia cero. Esta impedancia, o la distancia correspondiente, son conocidas como el alcance del relé o de la unidad. Para observar los dispositivos que tiene incluida ver [Anexo # 7](#) y [Anexo # 8](#).

Para convertir la impedancia primaria en un valor secundario para utilizarlo en el ajuste de un relé de distancia de fase o tierra, se usa la fórmula siguiente:

$$Z_{sec} = Z_{pri} * \frac{RTC}{RTP}$$

Donde RTC es la relación de la corriente de fase de alta tensión con la corriente de fase del relevador, y RTP es la relación de la tensión de fase a fase de la alta tensión con la tensión de fase a fase del relé todas en condiciones trifásicas equilibradas.

La práctica es ajustar la primera zona o de alta velocidad, de los relés de distancia, para alcanzar de 80% a 90 % de la longitud de la línea de dos extremos o bien de 80 % o a 90 % de la distancia a la Terminal más cercana de una línea de terminales múltiples. No hay ajuste de acción retardada para esta unidad, es decir que el tiempo es 0.

Ajustes:

$$Z1 = 0.80 * Zl = 0.80 * 4.35 = 3.5\Omega / prim.$$

$$(0.1527\Omega / sec)$$

$$\Phi_{ms} = 70^\circ$$

Φ_{ms} → Ángulo de máxima sensibilidad



El propósito principal de la unidad de segunda zona de un relé de distancia es proporcionar protección para el resto de la línea más allá del alcance de la unidad de primera zona. Esta deberá ajustarse de tal manera que sea capaz de funcionar aún en las fallas de arco en el extremo de la línea. Para hacer esto la unidad debe alcanzar hasta más allá del extremo de la línea. Se acostumbra conservar el alcance de la unidad de segunda zona a un mínimo de 20 % de la sección de línea adyacente; cuanto más lejos pueda extenderse esta en la sección de la línea adyacente, mayor será la desviación permitida en el alcance de la unidad de tercera zona, de la siguiente sección de línea posterior, que debe ser selectivo con esta unidad de segunda zona.

Por lo que la zona II es (Final de la línea más un 20 a un 60 % de la línea adyacente) y con un tiempo $t_2 = T_1 + \Delta t$. ($\Delta t = 0,4$ a $0,6$ seg.).

El valor máximo del alcance de la segunda zona también tiene un límite. En condiciones de sobre alcance máximo, el alcance de la segunda zona deberá ser bastante corto para ser selectivo con las unidades de segunda zona de los relevadores de distancia en las secciones de líneas adyacentes.

Ajustes:

$$Z_2 = Z_{I1} + 40\% * Z_{I2} = 4.35 \angle 69.4^\circ + 40\% * 7.6 \angle 69.4^\circ = 7\Omega / \text{prim.}$$

($0.31\Omega / \text{sec}$)

$$\Phi_{ms} = 70^\circ$$

$\Phi_{ms} \rightarrow$ Ángulo de máxima sensibilidad

$$\Delta t_2 = 0.5 \text{seg}$$

La tercera zona proporciona protección de respaldo en las fallas en las secciones de líneas adyacentes. Su alcance deberá extenderse tan lejos como sea posible, más allá del extremo de la sección de línea adyacente más larga, en las condiciones que originan la cantidad máxima de sobre alcance, es decir, arcos y fuentes de corriente intermedias.

Ajustes:

$$Z_3 = Z_{I1} + Z_{I2} + Z_t = 4.35 + 4.2 + 99.2 = 107.7\Omega / \text{prim.}$$

($4.7\Omega / \text{sec}$)

$$\Phi_{ms} = 70^\circ$$

$\Phi_{ms} \rightarrow$ Ángulo de máxima sensibilidad.

$$\Delta t_2 = \Delta t_2 + \Delta t = 1.1 \text{seg}$$



3.5 Ajuste del Relé 750 / 760 o protecciones de sobrecorriente.

[\(Volver\)](#)

Los relés 750/760 Feeder Management son unidades basadas en microprocesadores pretendidas para el manejo y la protección primaria de alimentadores de distribución, así como para el manejo y la protección de apoyo de barras, transformadores, y las líneas de transmisión. El relé 760 es particularmente adecuado para alimentadores aéreos, dónde el recierre automático es normalmente aplicado.

Cada relé provee protección, control y funciones de monitoreo con interfaces locales y las controladas remotas por humanos. También ostentan las condiciones presentes de disparo / alarma y la mayor parte de los más de 35 parámetros medidos del sistema. La grabación de anteriores disparos, alarma o eventos de control, los niveles de demanda máxima y el consumo de energía son también realizados.

Estos relés contienen muchas características innovadoras. Para responsabilizarse por normas diversas de utilidad y los requisitos de la industria, estos rasgos tienen la flexibilidad para estar programados para utilizarse como el usuario específico necesite. Esta flexibilidad naturalmente hará de este equipo difícil. Para auxiliar a los usuarios nuevos a hacer funcionar la protección básica rápidamente, los puntos de referencia están configurados a valores predeterminados típicos y las características avanzadas están deshabilitadas. Estas configuraciones pueden ser reprogramado en cualquier momento.

La programación puede ser realizada con el panel y el despliegue de la parte delantera. Debido a las numerosas configuraciones, este método manual puede ser algo difícil. Para simplificar la programación y proveer una interfase más intuitiva, los puntos de referencia pueden ser introducidos con una PC que ejecuta el software EnerVista 750/760 Setup, lo cual viene con el relé. Aún con el mínimo conocimiento de la computadora, este software accionado por menú provee acceso fácil para todas las funciones del panel delantero. Los valores reales y los de referencia pueden ser exhibidos, alterados, guardados, e impresos. Si las configuraciones son guardadas en un archivo de referencia, estas pueden ser descargadas en cualquier momento al puerto de programas del panel delantero del relé a través de un cable de la computadora que se conecta al puerto serie de cualquier otra computadora personal. Esto se podrá detallar en el [Anexo # 1.](#)



Figura 3.4 Relé de protecciones de sobrecorriente 750 / 760.

Las funciones del relé se controlan por dos procesadores: un microprocesador Motorola 68332 de 32 bits que mide todas las señales analógicas y todas entradas lógicas y da como salida todas las señales analógicas y controla todos los relés de salida; un microprocesador Grid Connect DSTni LX Turbo 186 de 16 bits que lee a todas los datos introducidos por el usuario incluyendo las comunicaciones y salidas al despliegue delantero y los LEDs. Los procesadores pasan la información entre si por un canal serie de comunicaciones RS485. Ver su esquema trasero de conexión en el [Anexo # 2](#).

Todos los elementos de protección son procesados una vez cada ciclo para determinar si un error ha ocurrido o si un cronometrador ha expirado. Los elementos de protección usan corriente /voltaje de raíz media cuadrática basada en la magnitud del fasor; por lo tanto, la protección es insensible para los transitorios armónicos los de corriente directa. La temporización no es afectada por la frecuencia de sistema.



Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo definido (50).

$$Iop_{50} = Kseg * Icc_{Ext. Máx}$$

$$Iop_{50} = 1.2 * 3705 = 4446 A$$

$$Ks = \frac{Icc_{Min.2\phi}}{Iop_{50}} > 2$$

$$Ks = \frac{199}{4446} = 0.045$$

$$Ks = 0.045 > 2 \quad \text{No se cumple el ajuste.}$$

Para lograr el ajuste se despeja:

$$2 = \frac{199}{Iop_{50}} \quad \Longrightarrow \quad Iop_{50} = \frac{199}{2} = 99.5A$$

$$Top_{50} = 0 \text{ (s)} \quad \text{Que actúa tan rápido como pueda (instantáneo).}$$

Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase a tierra para tiempo definido (50).

$$Iop_{50} = Kseg * Icc_{Ext. Máx}$$

$$Iop_{50} = 1.2 * 3469 = 4162.8A$$

$$Ks = \frac{Icc_{Max.2\phi}}{Iop_{50}} > 2$$

$$Ks = \frac{287}{4446} = 0.069$$

$$Ks = 0.069 > 2 \quad \text{No se cumple el ajuste.}$$

Para lograr el ajuste se despeja:



$$2 = \frac{287}{Iop_{50}} \implies Iop_{50} = \frac{287}{2} = 143.5A$$

$Top_{50} = 0$ (s) Que actúa tan rápido como pueda (instantáneo).

Donde:

$Icc_{Ext.Máx.}$: Corriente de cortocircuito externa a máxima generación. Puede calcularse la que existe en el extremo de la línea.

$Kseg$: Coeficiente que toma en cuenta los posibles errores de los relés, transformadores de corrientes, etc. (1.2 ÷ 1.3)

Iop_{50} : Corriente de ajuste de los relés que constituyen el primer escalón.

Top_{50} : Es el tiempo adicional asignado a la protección.

Ks : Coeficiente de sensibilidad que garantiza el completo respaldo a las líneas adyacentes.

Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo inverso (51).

$S = \sqrt{3} * I * V$ Despejando la corriente de servicio máximo.

$$Iser.máx = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \implies Iser.máx = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 110kV} = 105A$$

$$Iop_{51} = Kseg * Iser.máx$$

$$Iop_{51} = 1.5 * 105 \quad Iop_{51} = 157.5A$$

$$Ks = \frac{Icc.mín2\phi}{Iop_{51(n)}} > 1.2$$

$$Ks = \frac{199}{157.5}$$

$$Ks = 1.13 > 1.2 \quad \text{No se cumple el ajuste.}$$

Para lograr el ajuste se despeja:

$$2 = \frac{199}{Iop_{50}} \implies Iop_{50} = \frac{199}{2} = 99.5A$$



$T_{op_{51}} = 0$ (s) Que actúa tan rápido como pueda (instantáneo).

Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase a tierra para tiempo inverso (51).

$S = \sqrt{3} * I * V$ Despejando la corriente de servicio máximo.

$$I_{ser.m\acute{a}x} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \implies I_{ser.m\acute{a}x} = \frac{20MVA}{\sqrt{3} * 110kV} = 105A$$

$$I_{op_{51}} = K_{seg} * I_{ser.m\acute{a}x}$$

$$I_{op_{51}} = 1.5 * 105 \quad I_{op_{51}} = 157.5A$$

$$K_s = \frac{I_{cc.m\acute{i}n2\phi}}{I_{op_{51(n)}}} > 1.2$$

$$K_s = \frac{287}{157.5}$$

$$K_s = 1.82 > 1.2 \quad \text{Se cumple el ajuste}$$

Kseg: Coeficiente de seguridad que toma en cuenta el error de medición del relé (1.5÷2), siempre debe ser mayor que la unidad.

Iser.máx: Máxima corriente permisible por la línea.

Top_{51(n)}: Tiempo de la protección que se está ajustando para la máxima corriente en la protección adyacente. Con estos valores de tiempo y corriente, se escoge el múltiplo o la palanca de tiempo en las curvas de (t vs i) del dispositivo.

Ks: Coeficiente de sensibilidad que garantiza el completo respaldo a las líneas adyacentes.



3.6 Valoración técnico-económica del proyecto.

[\(Volver\)](#)

Pertencen a los índices técnicos: la confiabilidad, la comodidad de explotación, duración de la protección y el grado de automatización. Los índices económicos fundamentales son las inversiones capitales o de compra y los gastos por concepto de reparación.

Los índices de producción inicial en la mayoría de los casos son decisivos en los cálculos técnicos- económicos. Como ya se describió en el inicio del trabajo, la situación problemática es la necesidad de garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones ante el incremento de cargas en la Moa Níkel S.A.

3.6.1 Valoración económica.

[\(Volver\)](#)

Por la parte económica debemos tener en cuenta que en 1 hora de paro por una desconexión realizada por los dispositivos puede traer como consecuencia la pérdida de 5 toneladas de mineral. Esto desde el punto de vista económico se puede clasificar como de muy perjudicial ya que 1 tonelada de mineral en estos momentos oscila alrededor de los 11880 dólares, por lo tanto las pérdidas en la producción después de un paro de 1 hora como mínimo serían de aproximadamente 59400 dólares.

Por este motivo, cada cierto tiempo como medida de prevención se debe llevar a cabo una revisión de los ajustes de las protecciones, así como su funcionamiento.



3.6.2 Valoración técnica.

[\(Volver\)](#)

Ventajas del estudio realizado.

- La mayoría de las operaciones son realizadas por la PC, entre las que están el monitoreo y cálculo de todas las variables que se necesitaron para el estudio que se realizó.
- Visualización instantánea de los resultados con un entorno gráfico confortable.
- Los resultados periódicos de las magnitudes se pueden obtener con intervalo de tiempo similar a otros programas.
- Para el trabajo con un software de grandes potencialidades como es el caso del EASY POWER con sus excelentes condiciones de opciones de modelación, sobre la base de la modelación de circuitos monolineales para el cálculo de un conjunto de variables.
- El costo de la aplicación si se compara con dispositivos más antiguos pueden ser menos fiable para un monitoreo seguro en la producción.

Desventajas del estudio realizado.

- Uno de los puntos que hay que tener en cuenta es la actualización del software para contar con una mayor efectividad en el procesamiento de los datos.
- Uno de los software utilizados en la investigación, para el uso de estudiantes universitarios presupone poseer la licencia de dicho software EASY POWER.



3.7 Conclusiones.

[\(Volver\)](#)

Las protecciones son muy útiles, pero a la vez pueden causar problemas al sistema eléctrico. Una protección mal ajustada, calibrada o seleccionada puede separar parte del sistema eléctrico de forma errónea, sin que haya ocurrido ningún fallo y a esto se le denomina Falsas Operaciones de las Protecciones. Muchas veces, debido al temor de la ocurrencia de falsas operaciones muchos elementos dejan de ser protegidos contra un determinado tipo de defecto que no es muy frecuente en ellos.

El trabajo del especialista en protecciones es muy difícil, en primer lugar, una protección puede haber estado mal seleccionada o ajustada durante todo el tiempo, pero es que han pasado 20 años y nunca a operado, ni mal ni bien, esto son los momentos más difíciles y se necesita de mucho conocimiento de los regímenes de operación de los sistemas eléctricos para demostrar su posible mala operación. El objetivo de este capítulo como se puede observar fue cumplido ya que se ajustaron correctamente la protecciones.



Conclusiones generales.

[\(Volver\)](#)

- ❖ Se llevó a cabo el reajuste de las protecciones ya incluidas dentro del circuito para los nuevos valores de carga, las cuales fueron probadas satisfactoriamente.

- ❖ Se logró el buen funcionamiento de los dispositivos (RELÉS), ya que el hecho de haber realizado un buen ajuste garantiza su trabajo, además de que estos dispositivos deben ser revisados cada cierto tiempo.

- ❖ Por último se pone en manos de la entidad con la realización de este proyecto un método rápido, ordenado y fiable de ajuste para las protecciones que en esta fábrica se encuentra instalada.

Para culminar este estudio hay que tener en cuenta que todas las protecciones existentes en el mundo para que puedan operar, primeramente tienen que existir la falla y después el relé estaría en condiciones de detectar y despejar la falla. Para un caso extremo en que la línea caiga encima de una persona o vivienda estas serán sometidas al efecto eléctrico y después operaría la protección. No existe protección alguna que detecte al conductor, en el instante que se rompe, ya que en ese momento no existe la corriente homopolar o un parámetro determinante que indica la falla a tierra.



Recomendaciones.

[\(Volver\)](#)

Tomando en cuenta el gran aumento de cargas que en dicha empresa hay que tener en cuenta:

- ❖ Los dispositivos de protección deben cumplir con toda la metodología que se abordó a lo largo del capítulo 1
- ❖ Aplicar la metodología llevada a cabo para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en un futuro aplicando el ya antes mencionado software Easy Power ya que el brinda una excelente aproximación de los valores reales.
- ❖ Las protecciones (Relés) deben ser ajustadas como se explica en el capítulo 3
- ❖ Los dispositivos de protección deben cumplir con eficiencia su función de disparo en caso de cualquier avería.
- ❖ No solo llevar a cabo este estudio cada cierto tiempo en dicha empresa, sino que también ponerlo en práctica en todo el país.



Bibliografía.

[\(Volver\)](#)

Asociación de Estudiantes de Tecnología 1962. Distribution System Protection and Apparatus Coordination.

BARRETO GARCÍA RAFAEL. Cálculo del Cortocircuito _ La Habana: Editorial Científicas Técnica, 1969.

BOSE B. K. CLIFS, NJ. Power Electronics and AC drives. Englewood, Prentice Hall, 1886.

Bussman. ELECTRICAL PROTECTION HANDBOOK.

Colectivo de autores. Protecciones eléctricas en sistemas industriales.

Comisión Federal de Electricidad México. Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.

DONALD BEEMAN... [et al]. Industrial Power Systems. Handbook _La Habana: Instituto Del Libro, 1969.

Fedoseev. Protección por Relés de los Sistemas Eléctrico de Potencia.

Feodorov A., A. Rodríguez. Suministros Eléctricos de Potencia.

LLAMO LABORI HECTOR SILVIO. Transmisión de la Energía Eléctrica mediante la corriente alterna_ La Habana, ISPJAE. 1985.

Mason R. The Art and Science of Protective Relaying.

Mazorra J. Grionella J. Suministro Eléctrico Industrial.



Orlys Ernesto Torres Breffe. Conferencia de Protecciones Eléctricas.

PELÁEZ GONZÁLEZ ALBERTO. Fallas Asimétricas En Sistemas De Energía Eléctrica_ La Habana: Pueblo y Educación, 1986.

STEVENSON WILLIAM. Análisis de los sistemas de potencia _ La Habana: Edición Revolucionaria, 1986.

Yordilexis Díaz Aguirre. Leonardo Pelier Samón. Metodología para la Selección y Coordinación de Protecciones Eléctricas.

GE Consumer & Industrial Multilin. Canada. 750/760 Feeder Management Relay (Catálogo industrial).

GE Consumer & Industrial Multilin. Canada. T60 Transformer Protection System (Catálogo industrial).

GE Consumer & Industrial Multilin. Canada. D60 Line Distance Protection System (Catálogo industrial).

http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica/sistemadistribucionenergiaelectrica/

<http://es.wikipedia.org/wiki/>

<http://www.globalsoluciones.cl>

<http://zeus.dci.ubiobio.cl/electricidad/transformadores/>

Software utilizados.

1. Librería Virtual de Protecciones Eléctricas
2. Paquete Microsoft Office (Word, Excel, Power Point).
3. Easy Power (simulación de dispositivos de protección).



Anexos.



Anexo # 1.

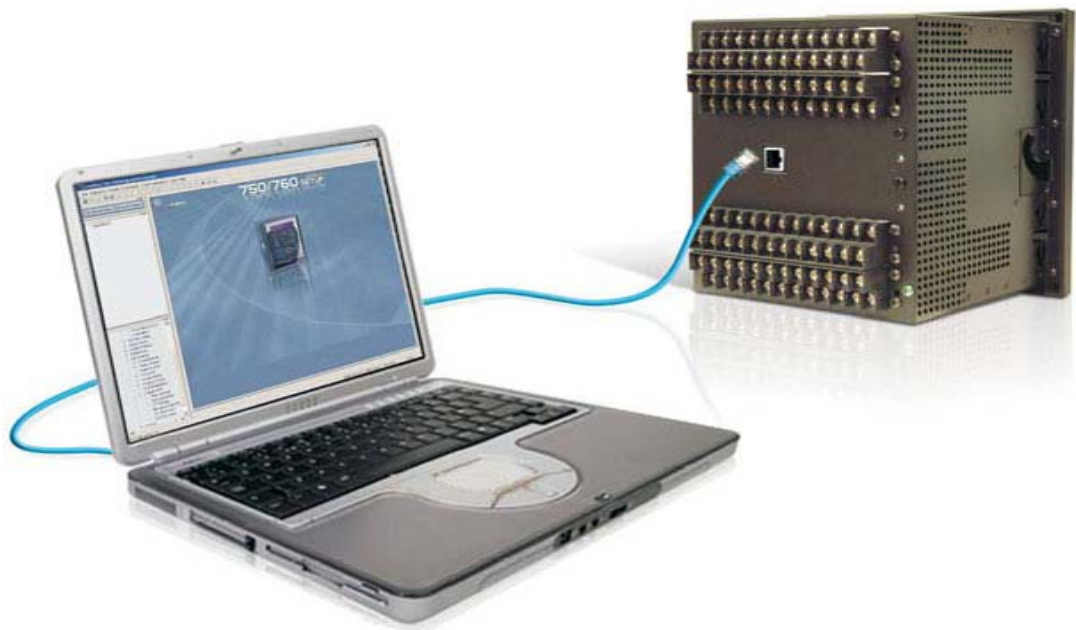
[Retornar.](#)

Interfase de conexión de estos relés.

Comunicaciones que usan el Puerto de RS232 Delantero.



Conexión con el cable de red.

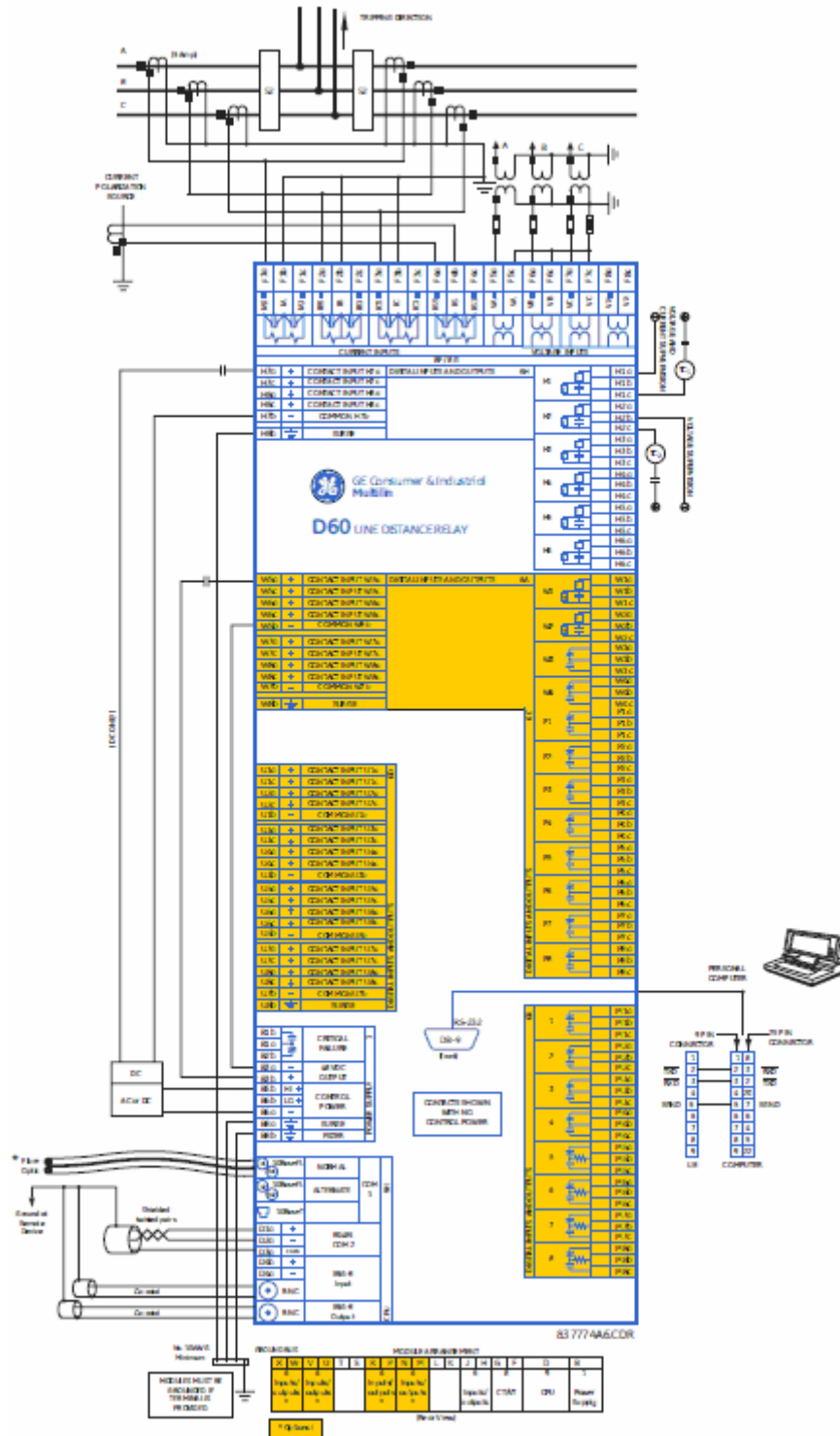




Anexo # 3.

[Retornar.](#)

Diagrama de la instalación eléctrica del D-60.

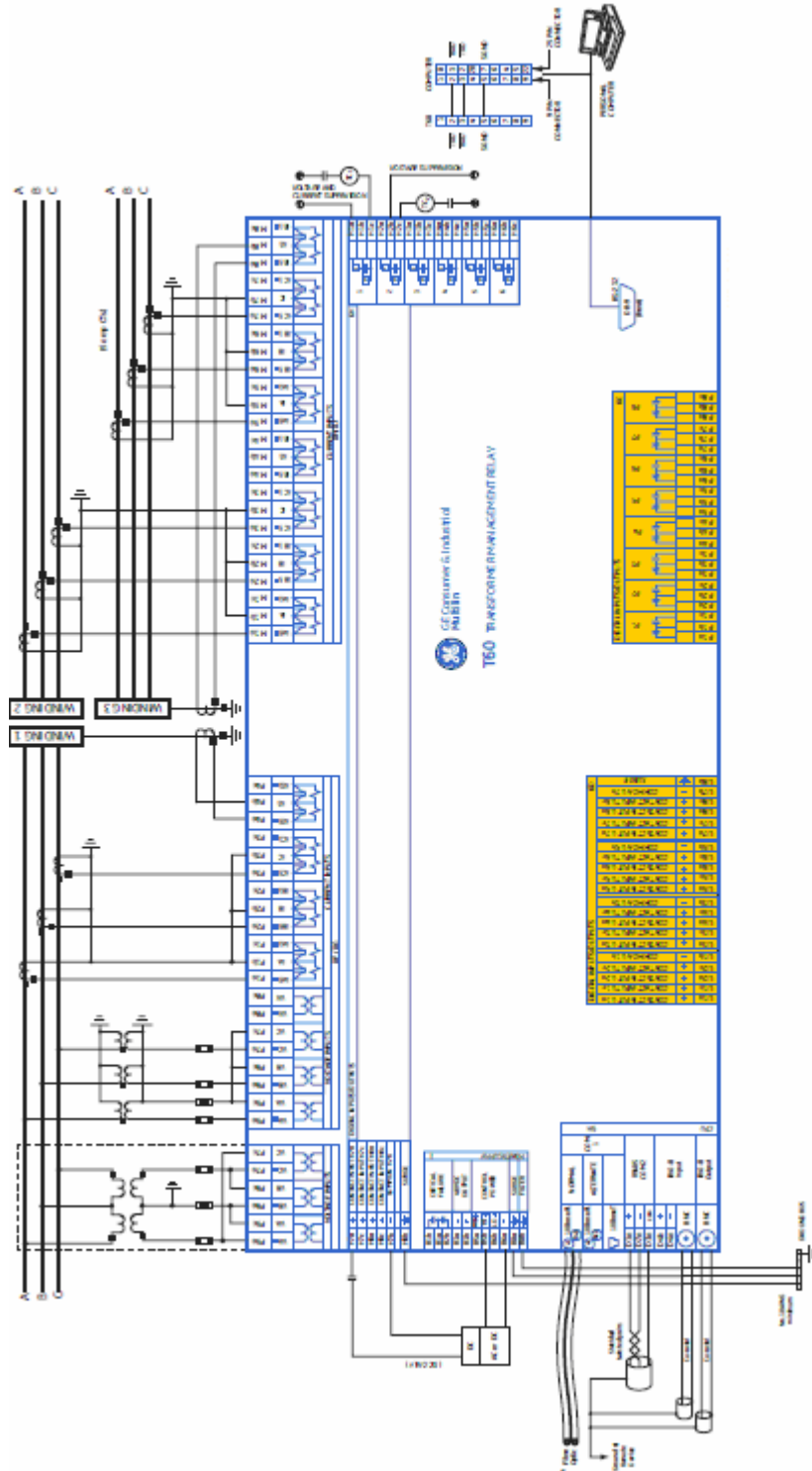




Anexo # 4.

[Retornar.](#)

Diagrama de la instalación eléctrica del T-60.





Anexo # 5.

[Retornar.](#)

Tabla: Números de dispositivo y funciones del T60.

| Números de dispositivo | Funciones | Números de dispositivo | Funciones |
|------------------------|--|------------------------|---|
| 21G | Tierra a distancia | 51P | Sobrecorriente temporizado por fase |
| 21P | Fase a distancia | 59N | Sobretensión neutro |
| 24 | Volts per hertz | 59P | Sobretensión por fase |
| 25 | Comprobación de Sincronización | 59X | Sobretensión auxiliar |
| 27 | Sub-voltaje por fase | 67N | Sobrecorriente direccional neutro |
| 27X | Sub-voltaje auxiliar | 67P | Sobrecorriente direccional por fase |
| 50/87 | Sobrecorriente instantáneo diferencial | 68 | Bloqueo de las oscilaciones de potencia |
| 50G | Sobrecorriente instantáneo a tierra | 78 | Disparos fuera-de-paso (sin sincronización) |
| 50N | Sobrecorriente instantáneo neutro | 81"O" | Sobre frecuencia |
| 50P | Sobrecorriente instantáneo de fase | 81U | Baja frecuencia |
| 51G | Sobrecorriente temporizado a tierra | 81G | Fallas a tierra |
| 51N | Sobrecorriente temporizado neutro | 87T | Diferencial de transformador |



Anexo # 6.

[Retornar.](#)

Tabla: Otras funciones del dispositivo T60.

| Funciones | Funciones | Funciones |
|--|--|--|
| Corriente del arco del breaker I^2t | FlexElements™ (16) | Entradas y salidas del transductor |
| Control del breaker | Ecuaciones FlexLogic™ | Factor de envejecimiento del transformador |
| Entradas de contacto (hasta 96) | Comunicaciones IEC 61850 (opcional) | Temperatura del punto más caliente del transformador |
| Salidas de contacto (hasta 64) | Intrusión de la carga | Pérdida de vida del transformador |
| Botones de control | Mediciones: corriente, voltaje, potencia, factor de potencia, energía, frecuencia, armónicos, THD. | Barra de disparos |
| Registro de datos | | Despliegue definido por el usuario |
| Contadores digitales (8) | Comunicaciones Modbus | Informes de fallas programables por el usuario |
| Elementos digitales (48) | Mapa de usuario del Modbus | LEDs programables por el usuario |
| Entradas y salidas directas (32) | Cerrojos no volátiles | Botones programables por el usuario |
| Interruptores de desconexión | Selector no volátil | Auto-pruebas programables por el usuario |
| Protocolo DNP 3.0 o IEC 60870-5-104 (opcional) | Oscilográfico | Entradas virtuales (64) |
| Protocolo de Dato Global por Ethernet (opcional) | Grupos de configuración | Salidas virtuales (96) |
| Registro de eventos | Sincronización temporizada con SNTP | Fallo del fusible del transformador de voltaje |



Anexo # 7.

[Retornar.](#)

Tabla: Números de dispositivo y funciones del D60.

| Números de dispositivo | Funciones | Números de dispositivo | Funciones |
|------------------------|--|------------------------|--|
| 21G | Tierra a distancia | 51P | Sobrecorriente temporizado por fase |
| 21P | Fase a distancia | 59N | Sobretensión neutro |
| 25 | Comprobación del Sincronismo | 59P | Sobretensión por fase |
| 27P | Sub-voltaje por fase | 59X | Sobretensión auxiliar |
| 27X | Sub-voltaje auxiliar | 59_2 | Sobretensión de secuencia negativa |
| 32N | Secuencia cero direccional vatimétrico | 67N | Sobrecorriente direccional neutro |
| 50BF | Fallo del breaker | 67P | Sobrecorriente instantáneo de fase |
| 50DD | Detector de perturbación en la corriente | 67_2 | Sobrecorriente direccional de secuencia negativa |
| 50G | Sobrecorriente instantáneo a tierra | 68 | Bloqueo de las oscilaciones de potencia |
| 50N | Sobrecorriente instantáneo neutro | 78 | Disparos fuera-de-paso (sin sincronización) |
| 50P | Sobrecorriente instantáneo de fase | 79 | Recerrador automático |
| 50_2 | Sobrecorriente instantáneo de secuencia negativa | | |
| 51G | Sobrecorriente temporizado a tierra | | |
| 51N | Sobrecorriente temporizado neutro | | |

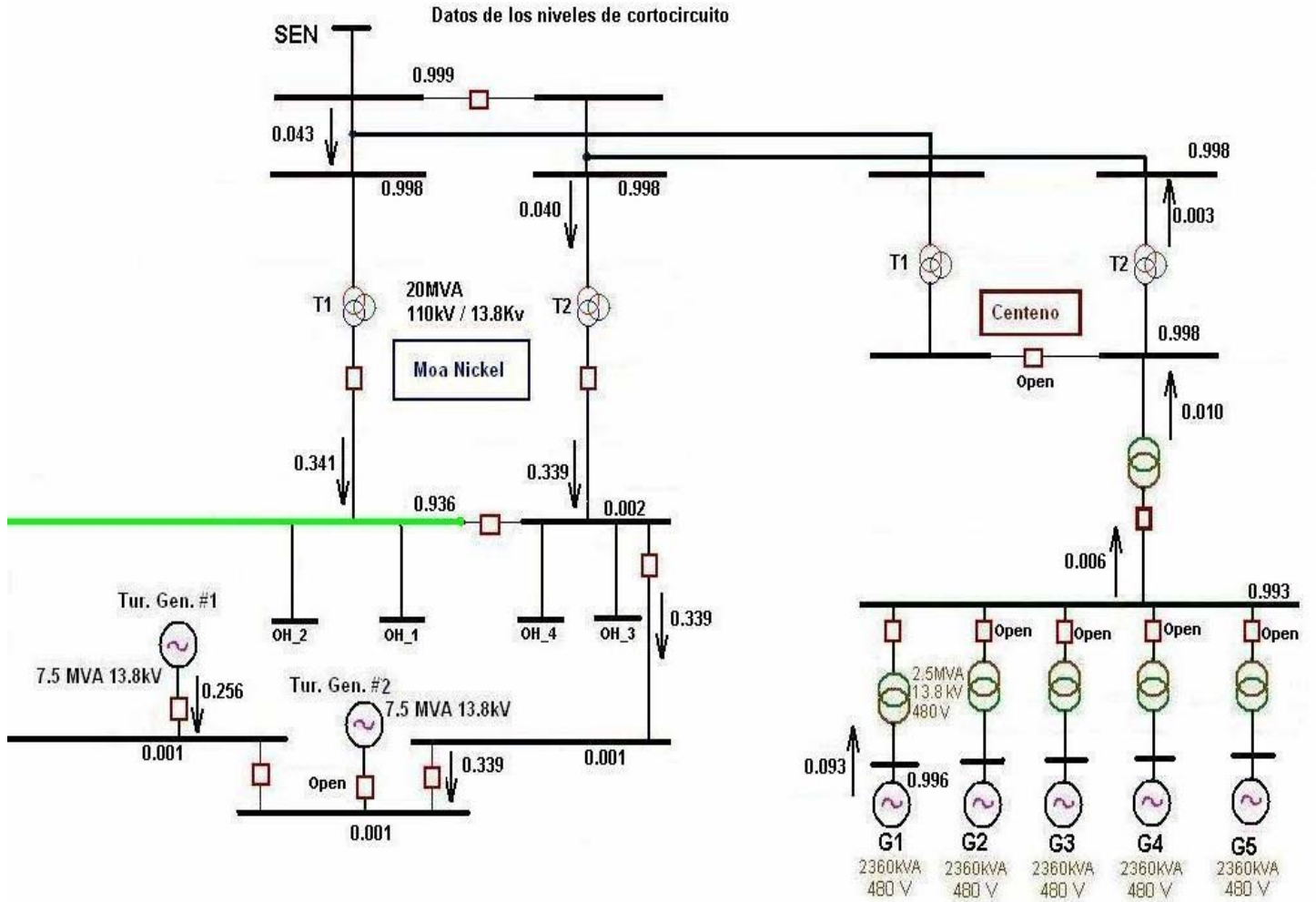


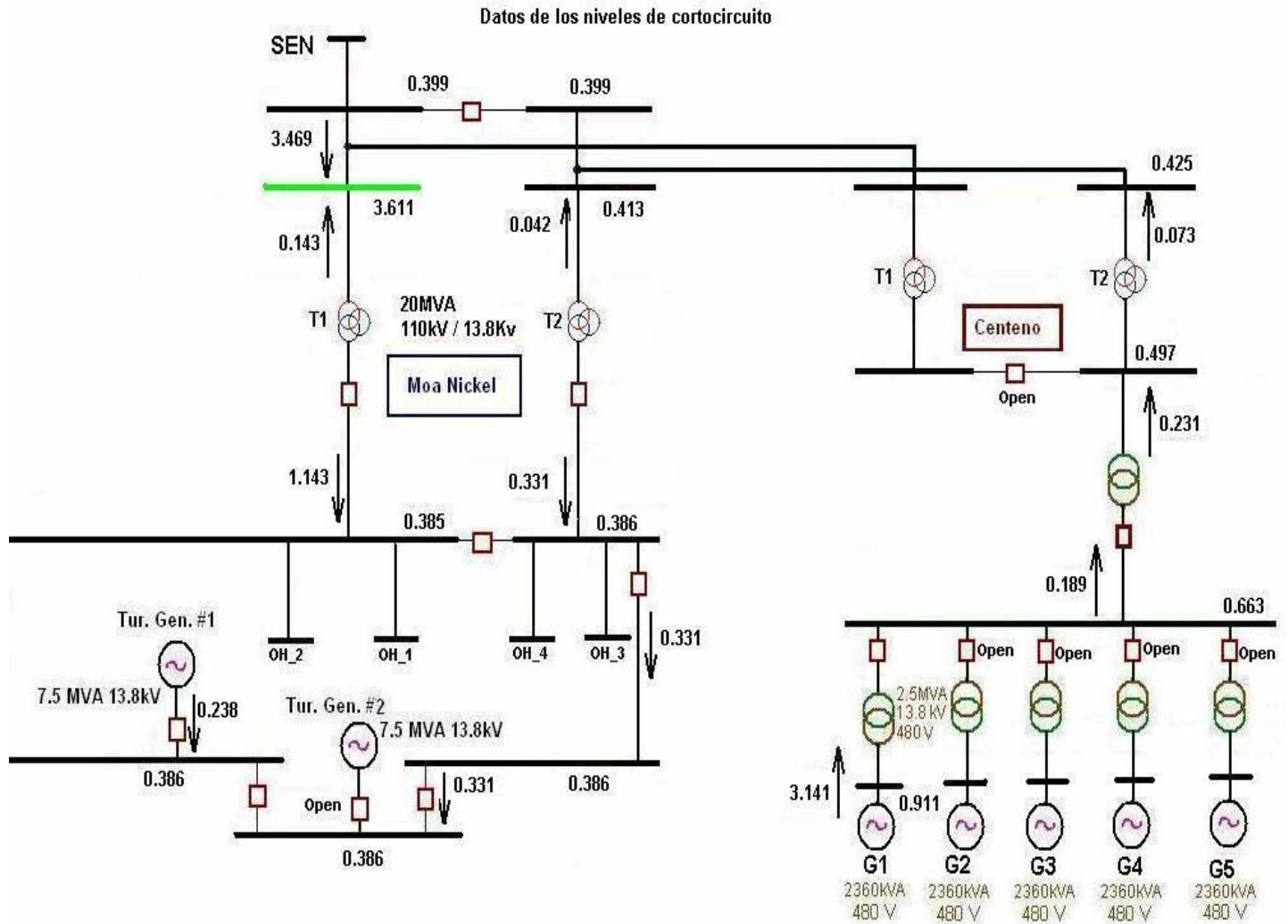
Anexo # 8.

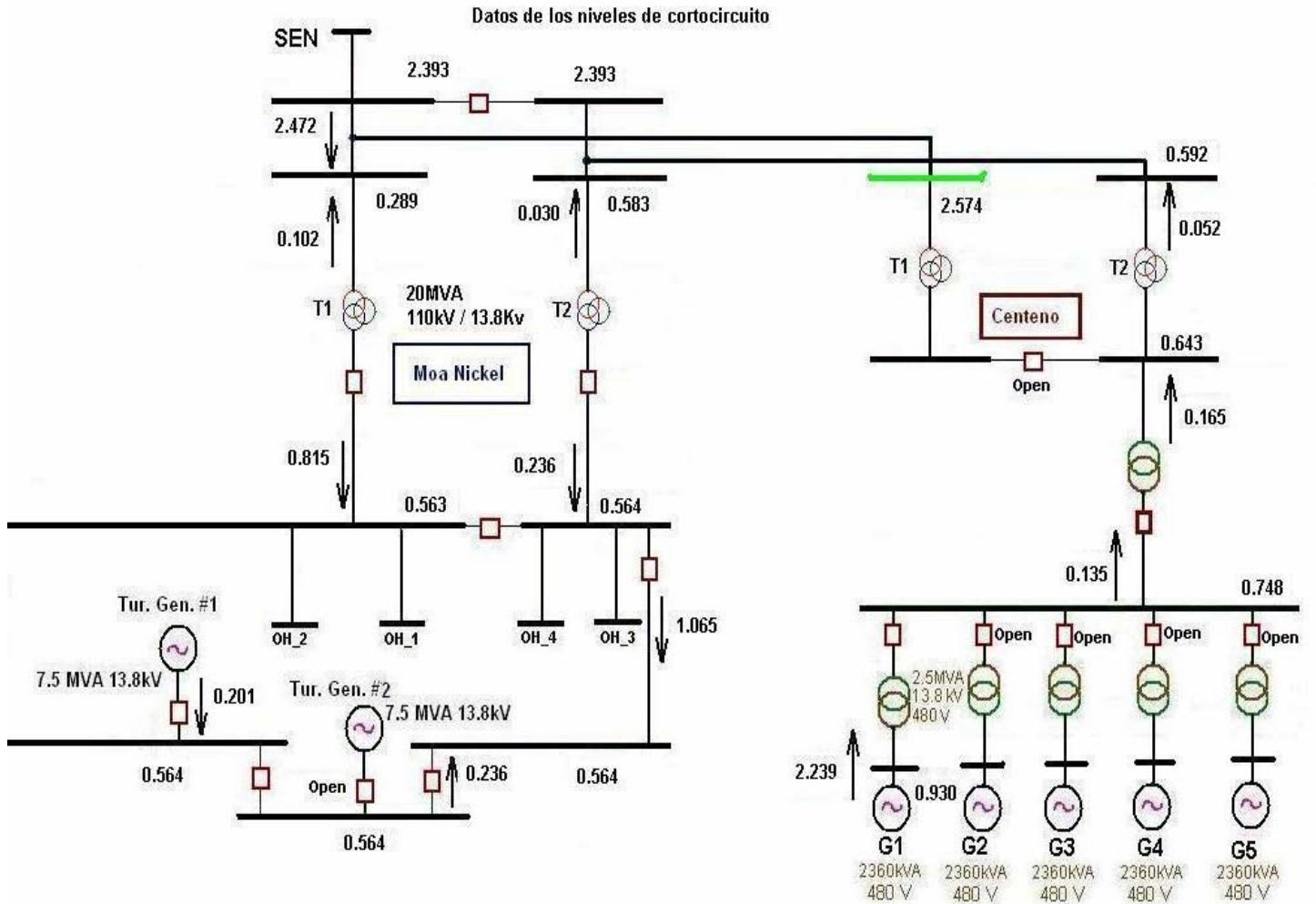
[Retornar.](#)

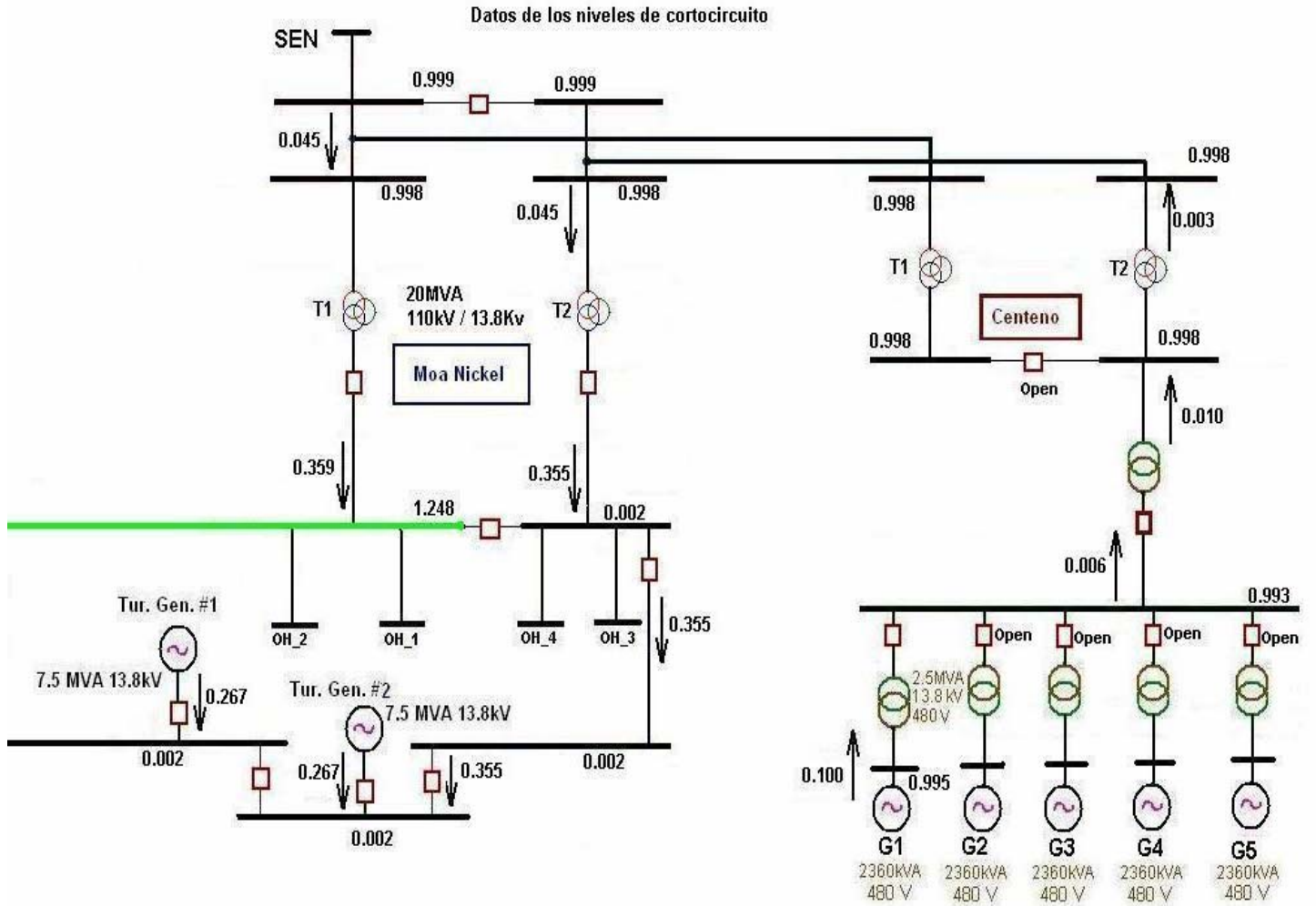
Tabla: Otras funciones del dispositivo D60.

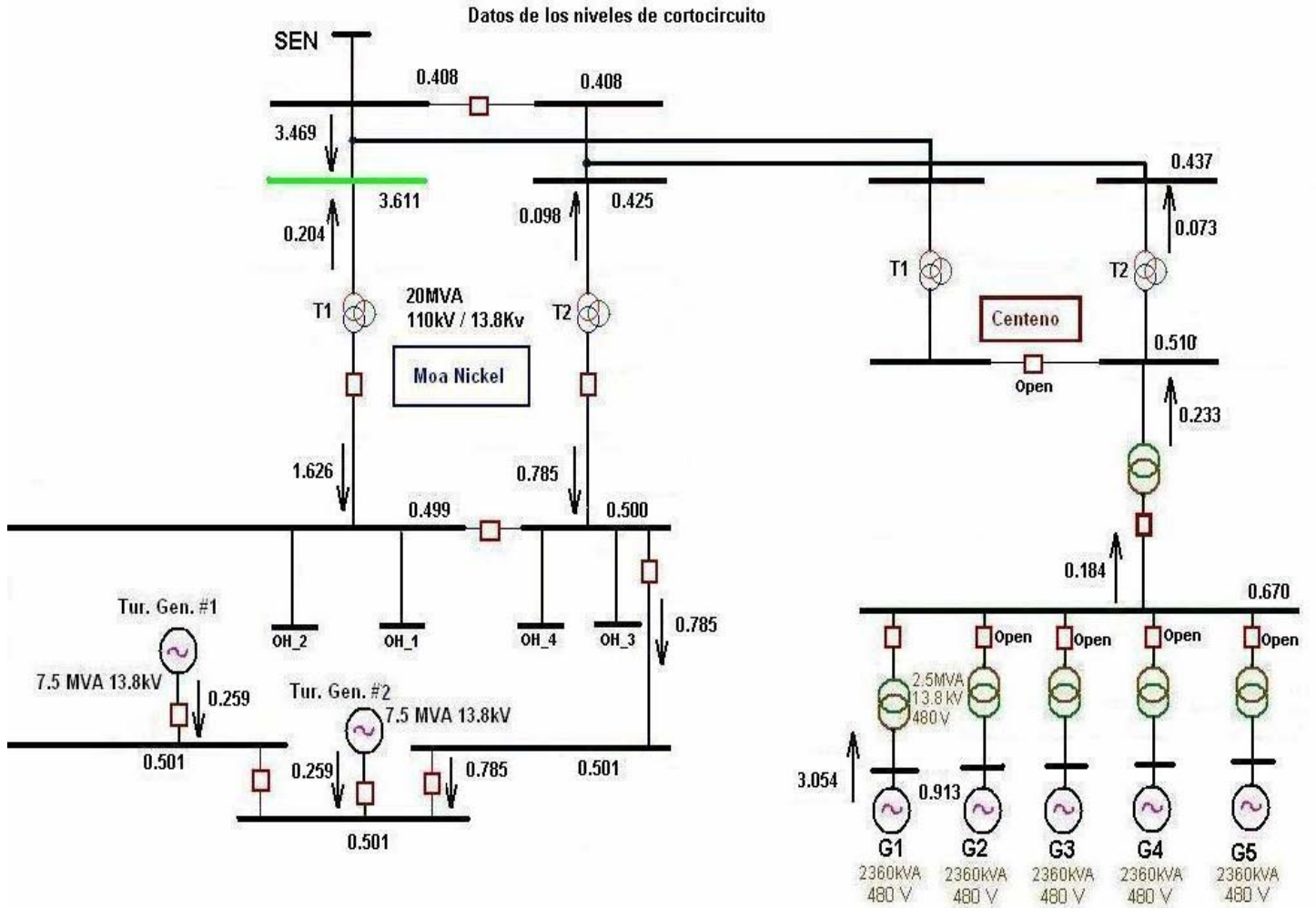
| Funciones | Funciones | Funciones |
|--|--|--|
| Corriente del arco del breaker I^2t | Detector de fallas e informes de fallas | Esquema pilotos |
| Control del breaker | Ubicación de fallas | Grupo de configuración (6) |
| Acarreo del arco del breaker | FlexElements™ (16) | Sincro-fasores |
| Entradas de contacto (hasta 96) | Ecuaciones FlexLogic™ | Sincronización del tiempo utilizando SNTP |
| Salidas de contacto (hasta 64) | Comunicaciones IEC 61850 (opcional) | Entradas y salidas del transductor |
| Botones de control | Mediciones: corriente, voltaje, potencia, factor de potencia, energía, frecuencia, armónicos, THD. | Barra de disparos |
| Registro de datos | | Despliegue definido por el usuario |
| Contadores digitales (8) | Intrusión de la carga | Informes de fallas programables por el usuario |
| Elementos digitales (48) | Mapa de usuario del Modbus | LEDs programables por el usuario |
| Entradas y salidas directas (32) | Cerrojos no volátiles | Botones programables por el usuario |
| Interruptores de desconexión | Selector no volátil | Auto-pruebas programables por el usuario |
| Comunicaciones DNP 3.0 o IEC 60870-5-104 | Oscilográfico | Entradas virtuales (64) |
| Registro de eventos | | Salidas virtuales (96) |
| | | Fallo del fusible del transformador de voltaje |





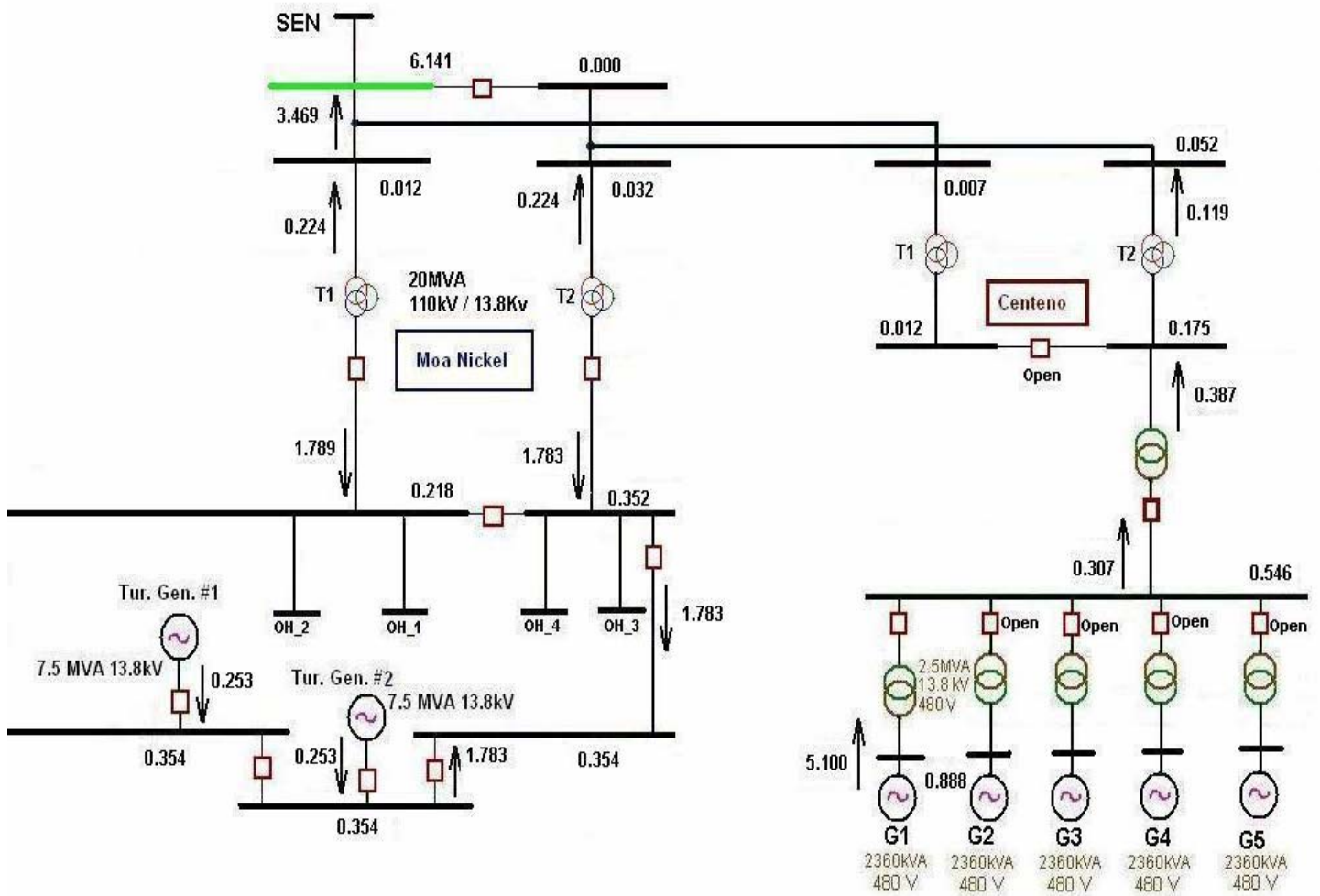


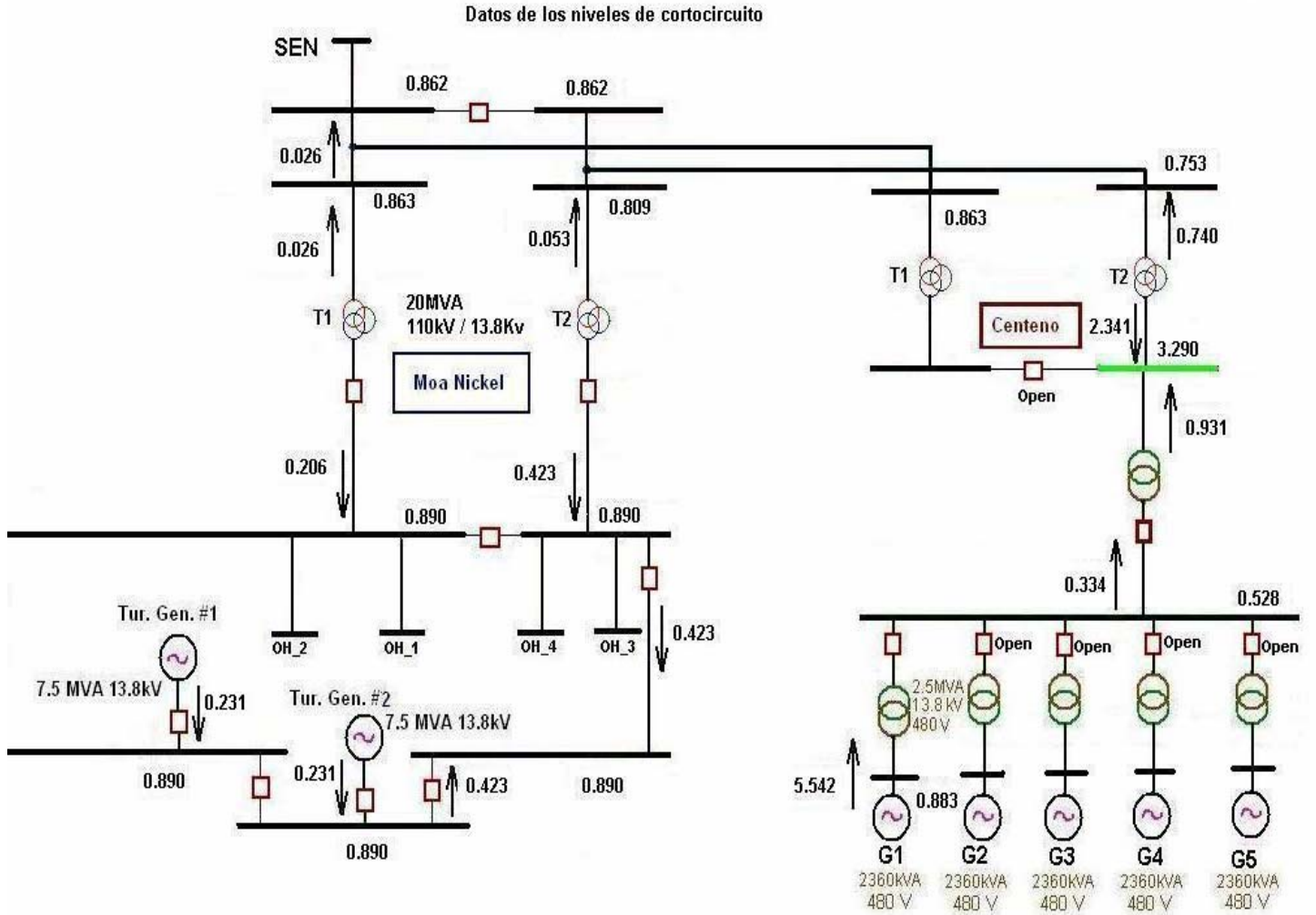






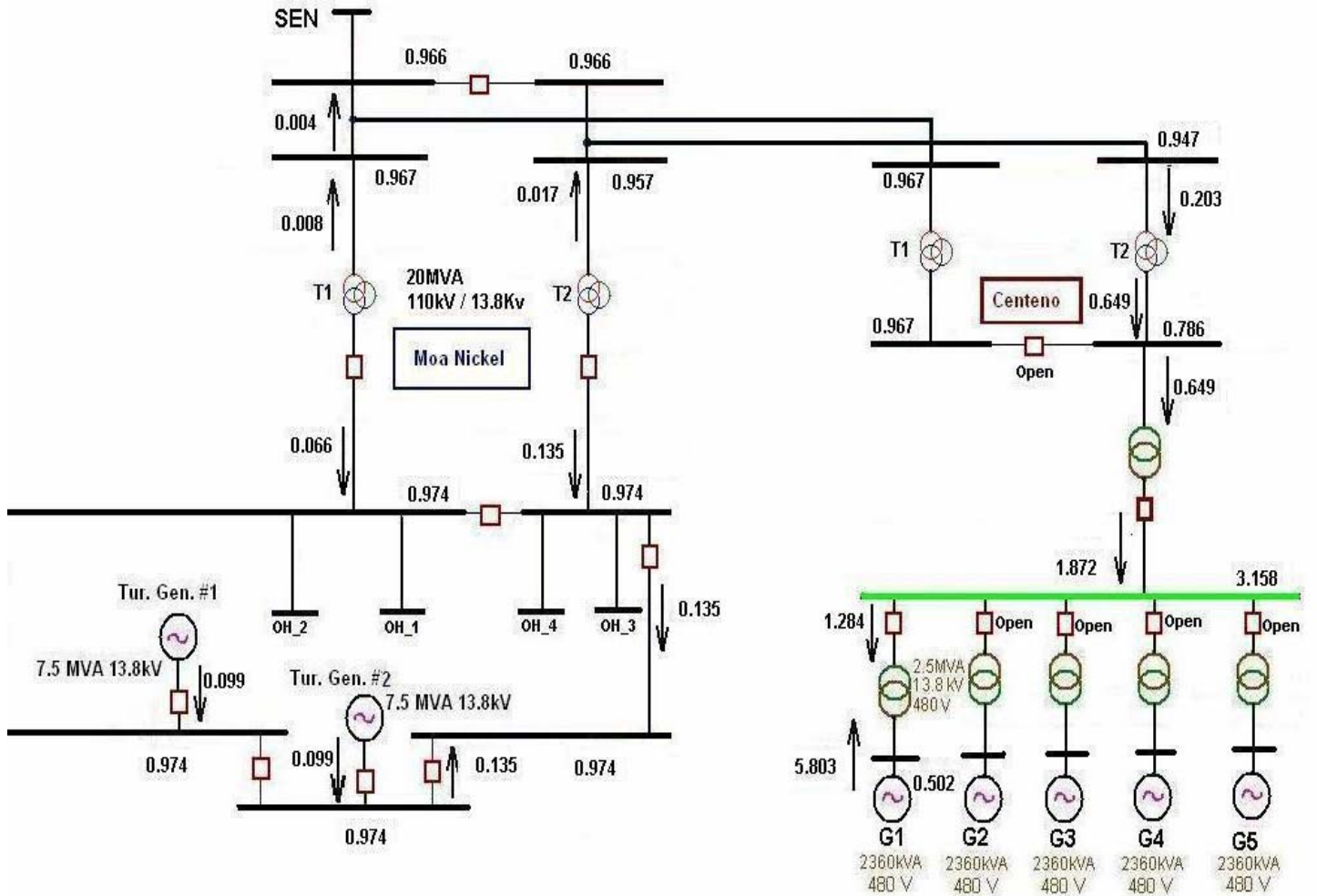
Datos de los niveles de cortocircuito







Datos de los niveles de cortocircuito

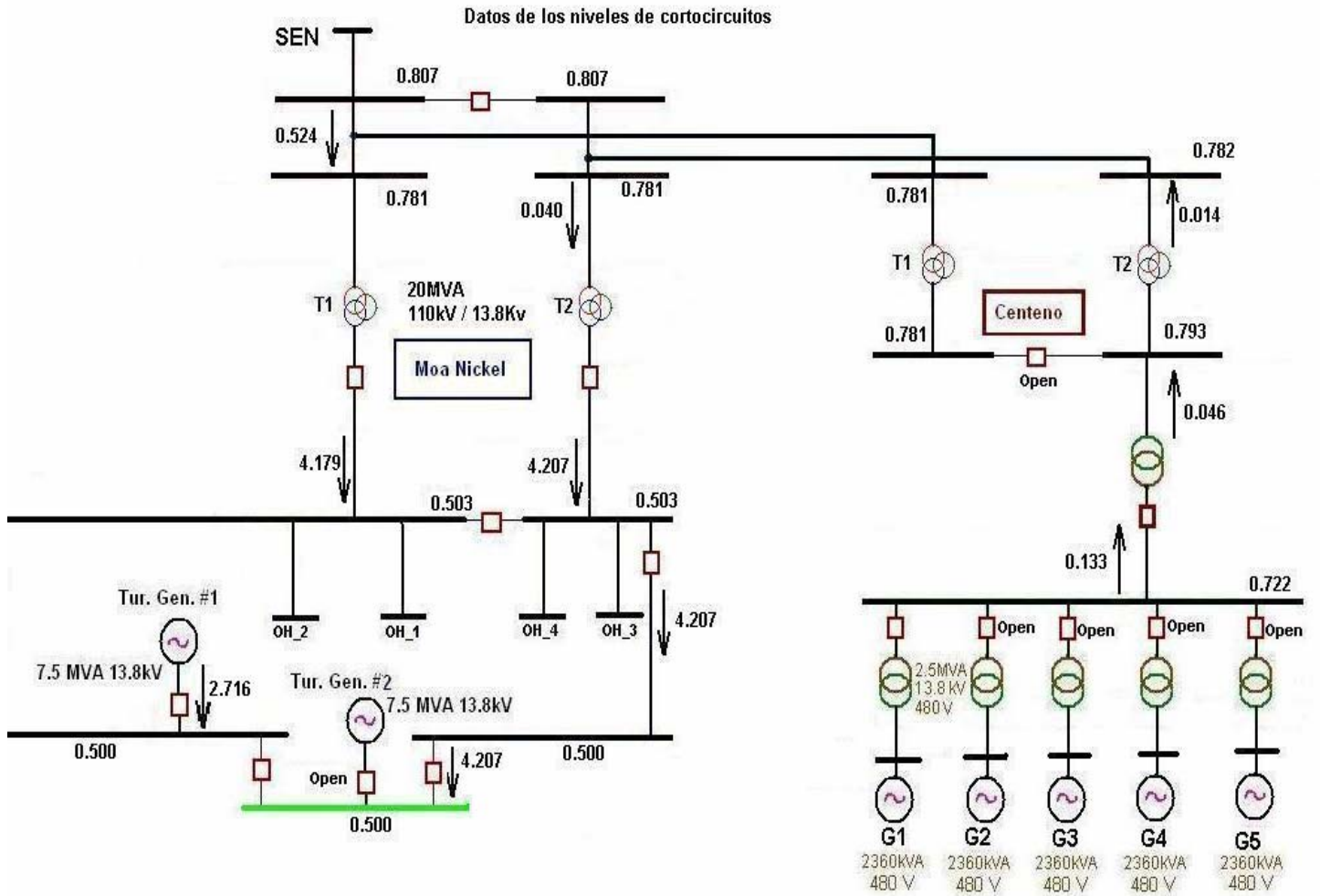


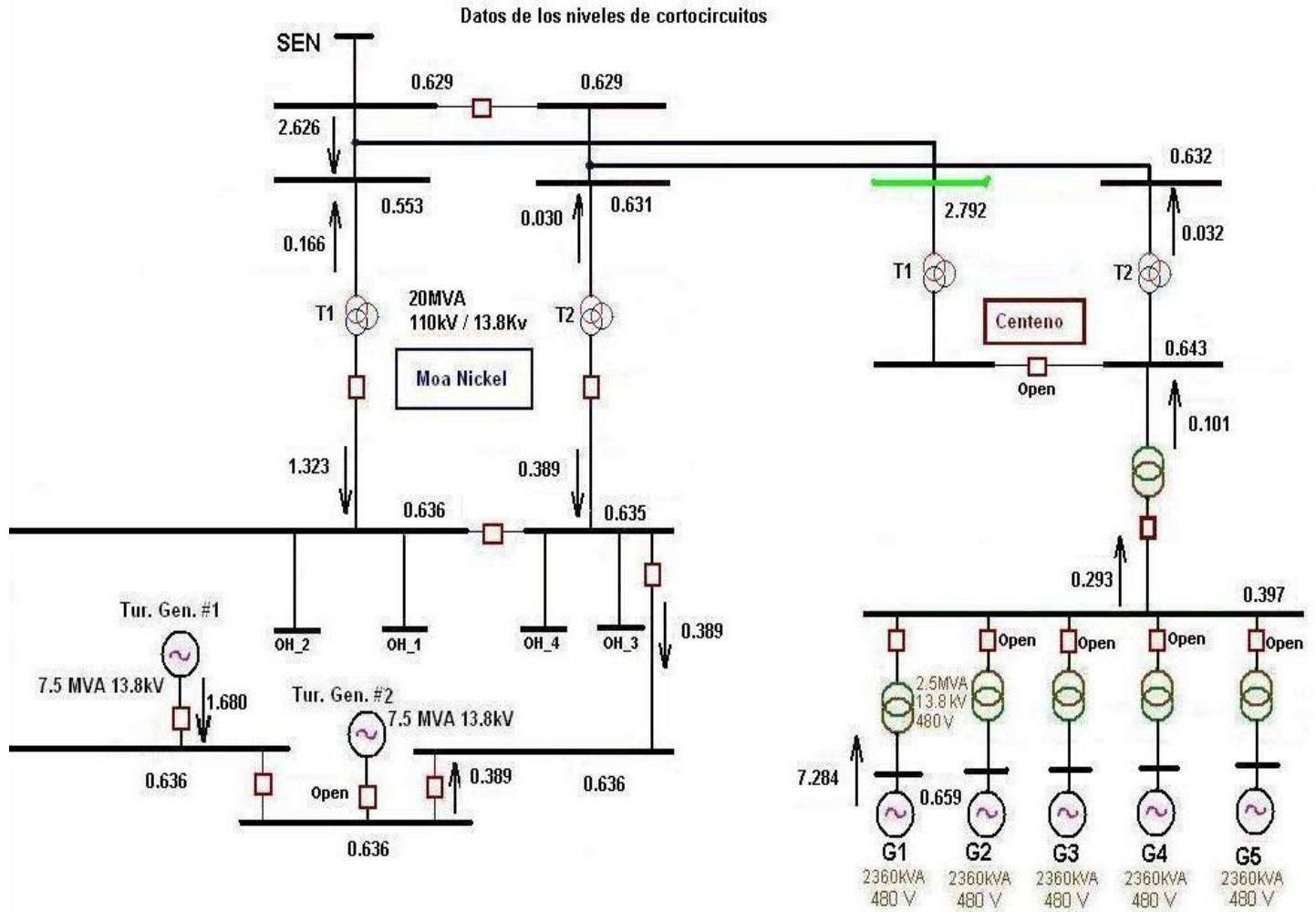


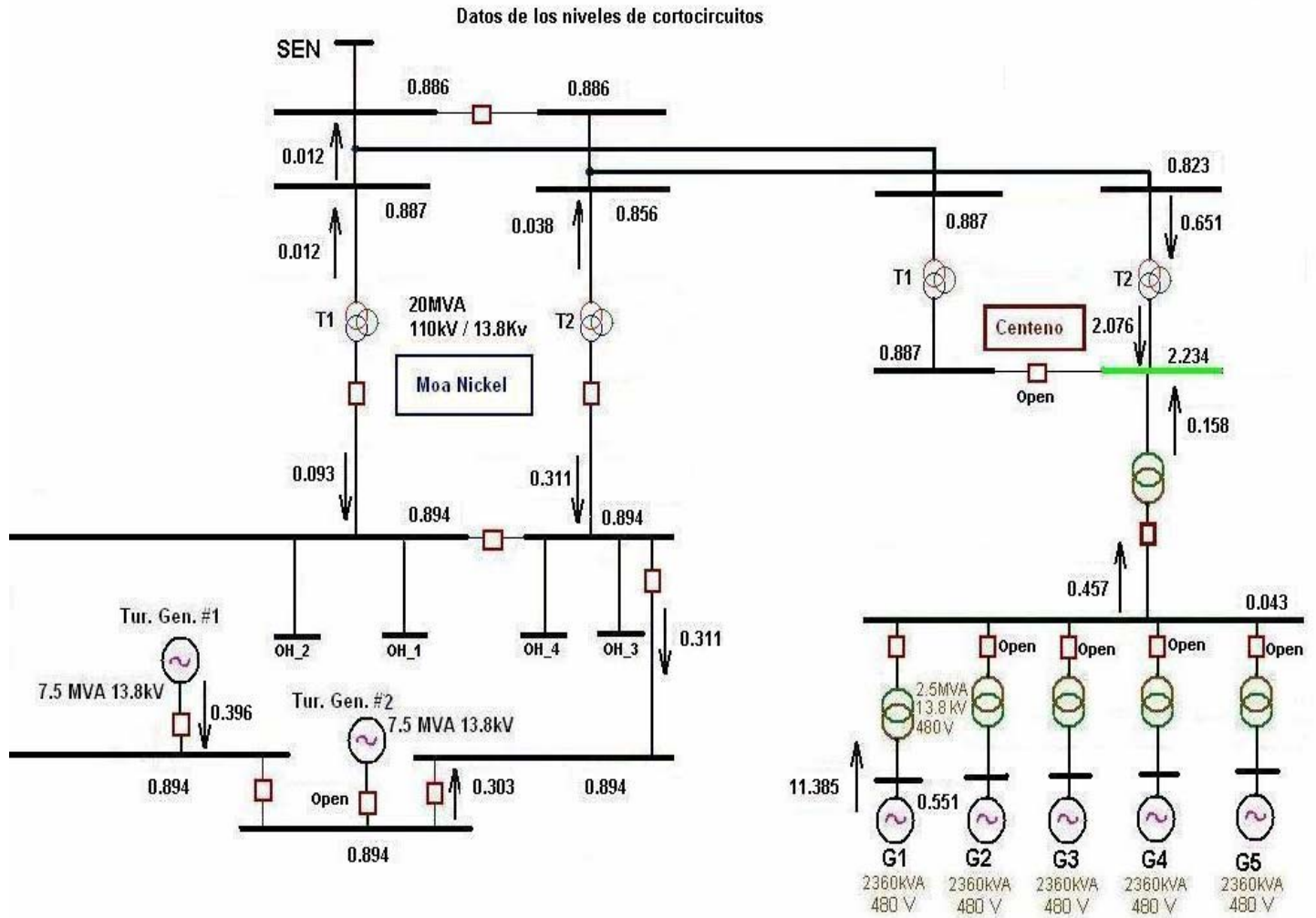
Anexos # 11.

[Retornar.](#)

Diagramas monolineales de bifásicos mínima con 1 generador.

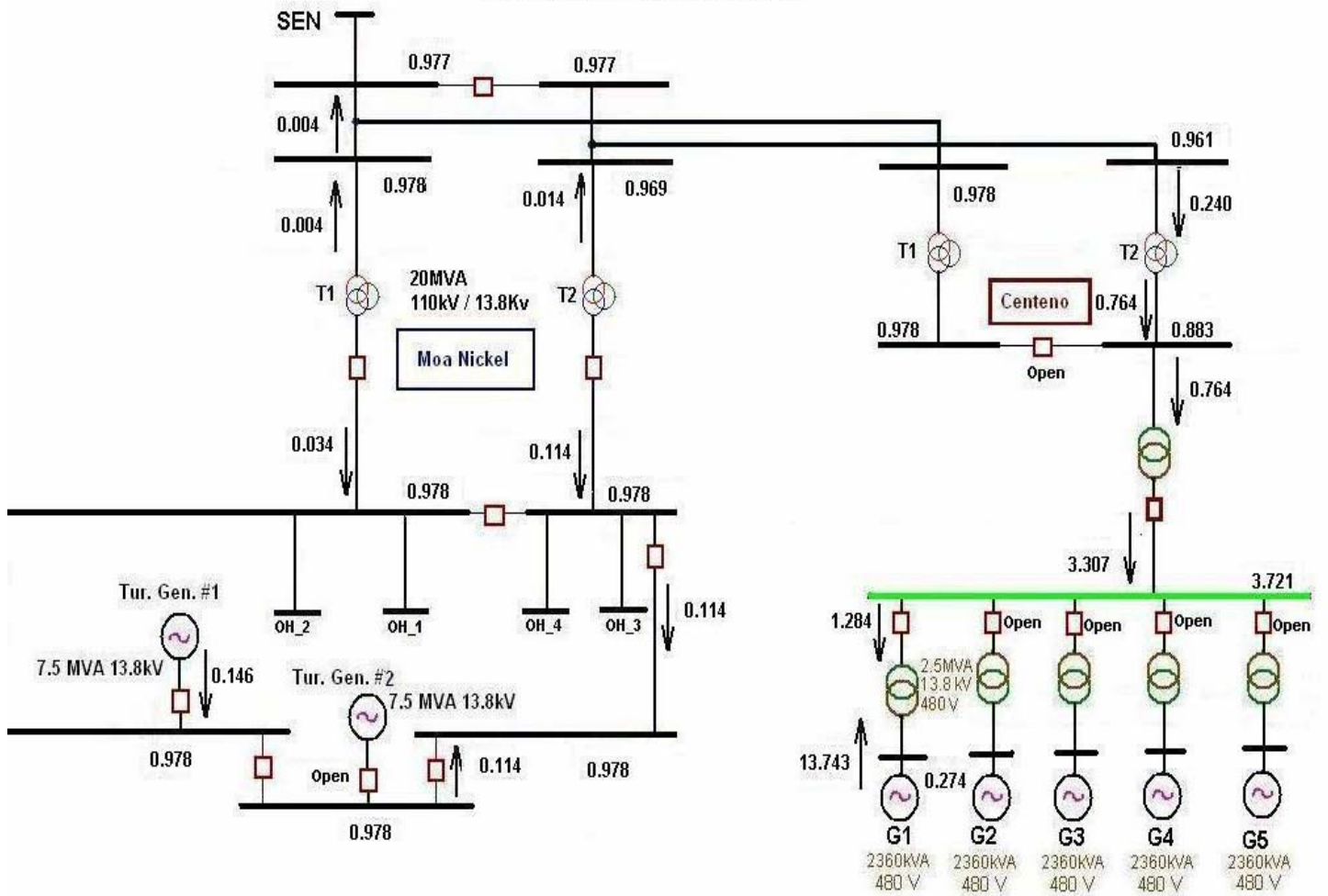








Datos de los niveles de cortocircuitos

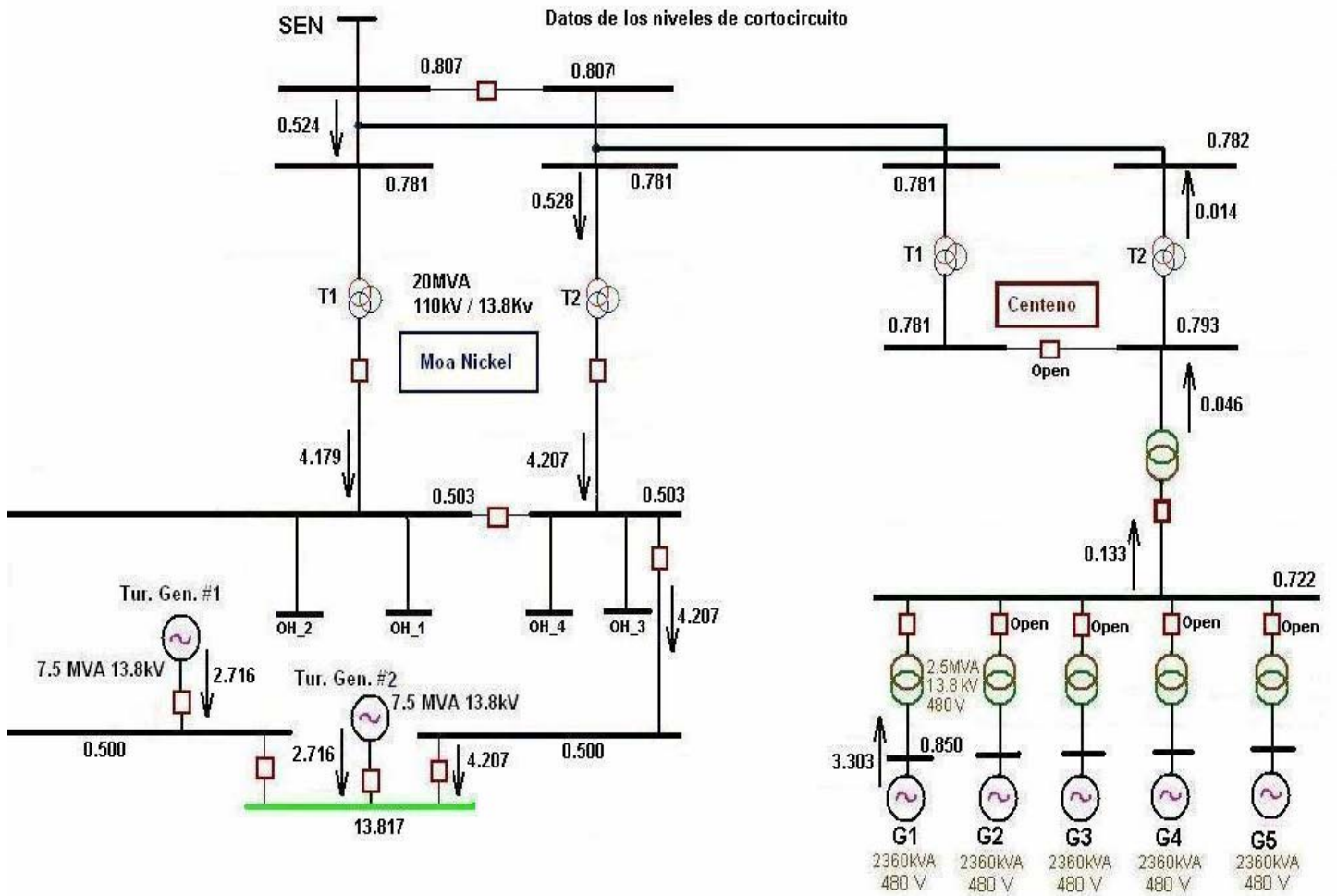


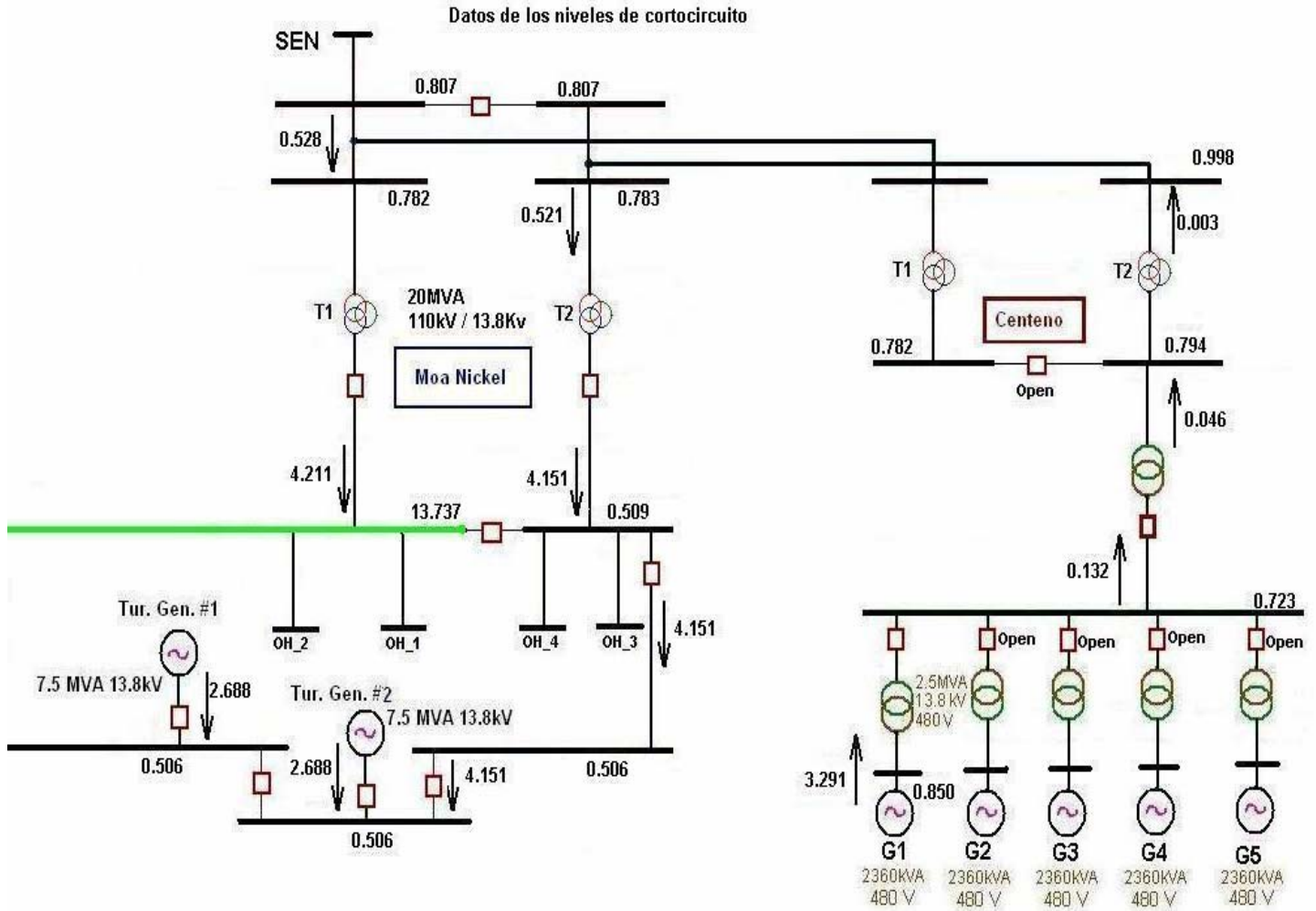


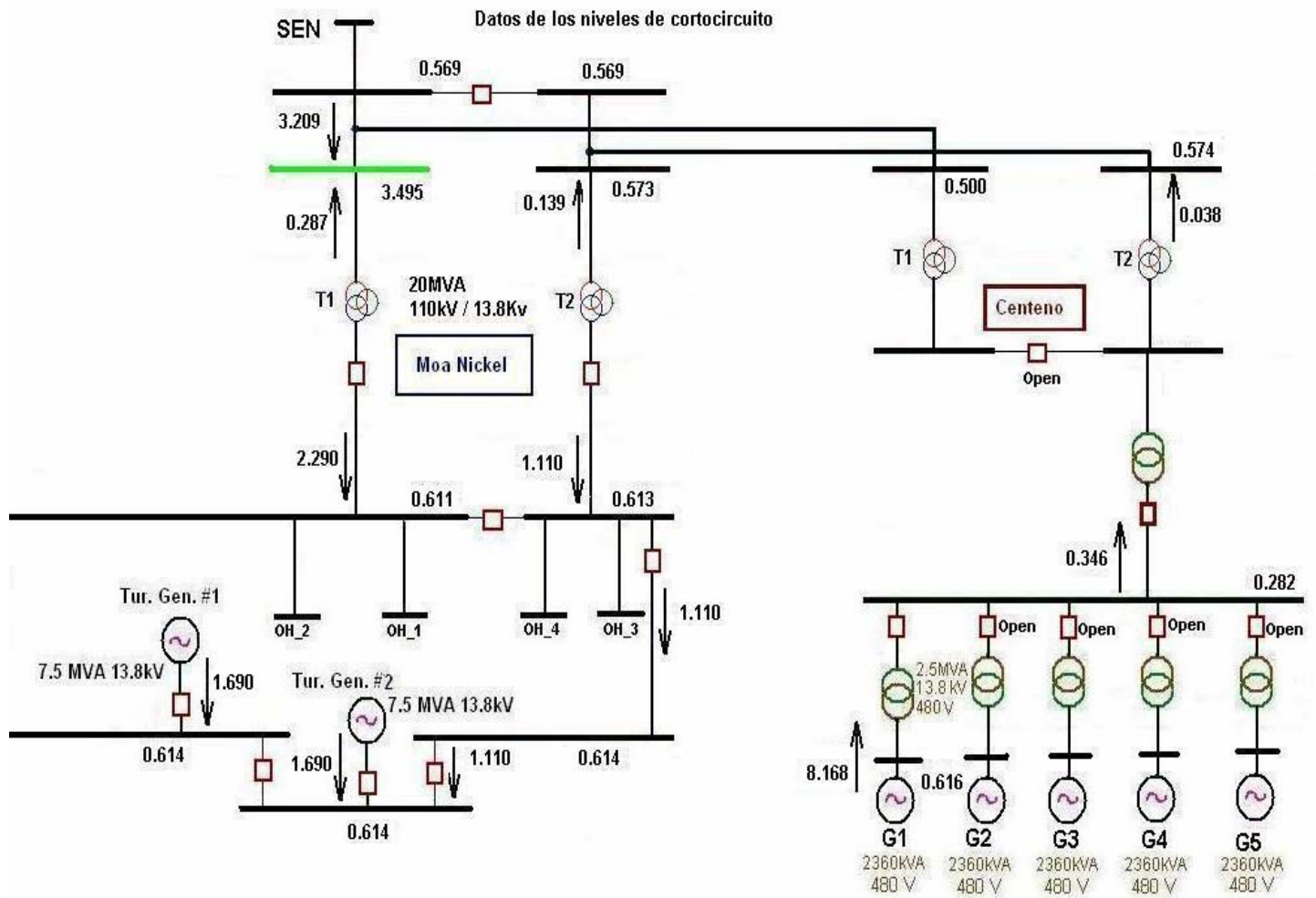
Anexos # 12.

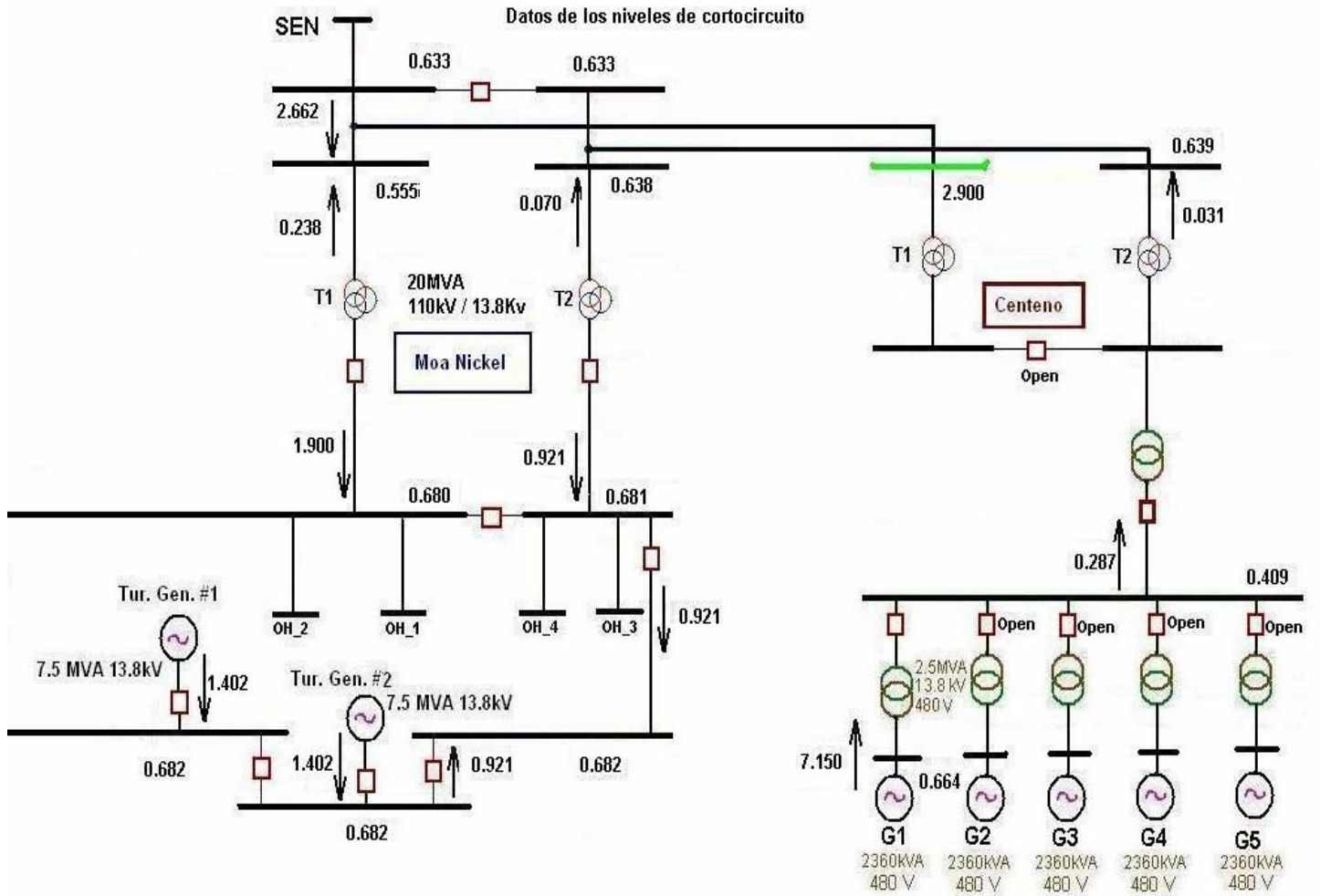
[Retornar.](#)

Diagramas monolineales de bifásicos mínima 2 generadores.







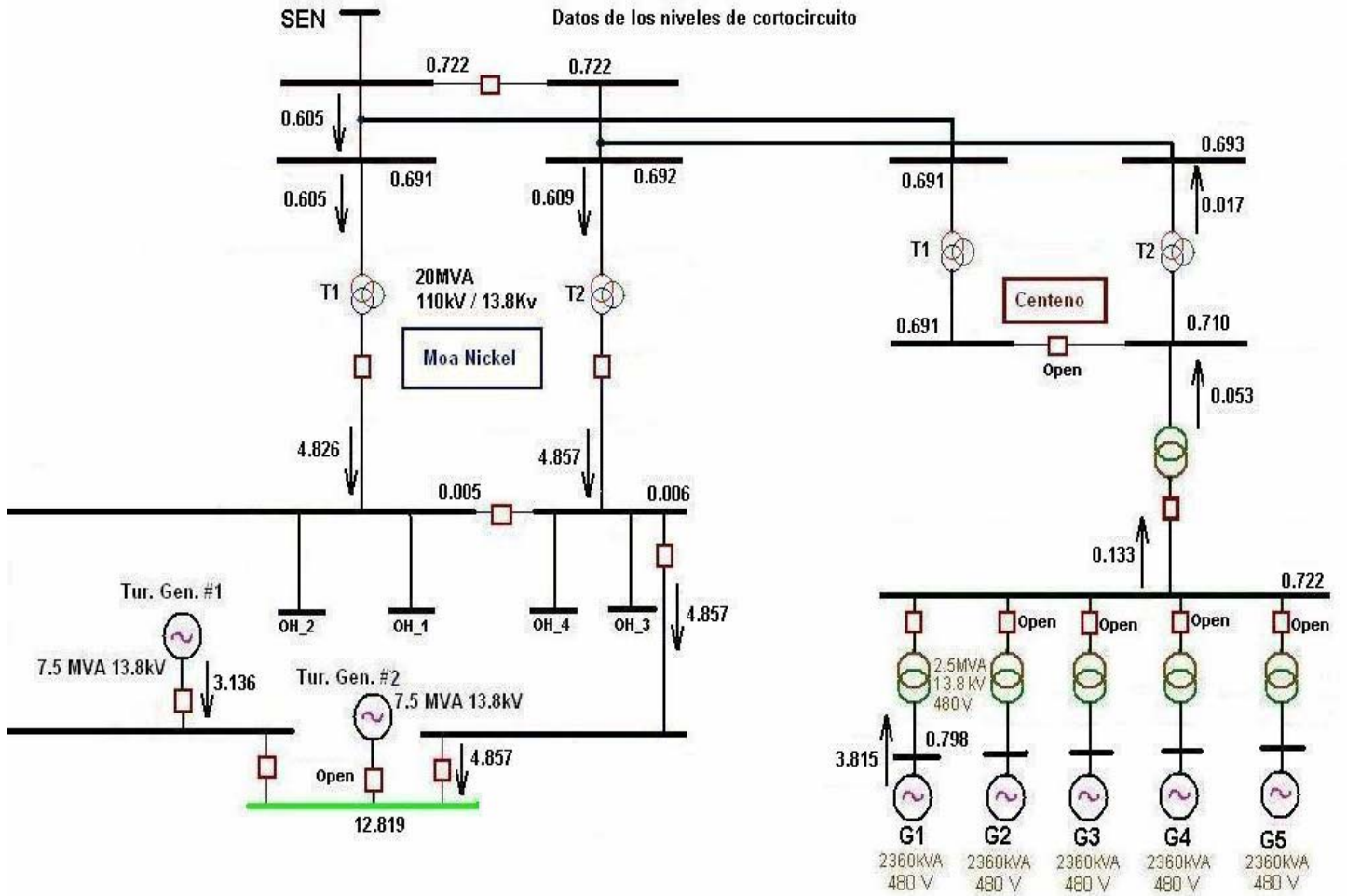


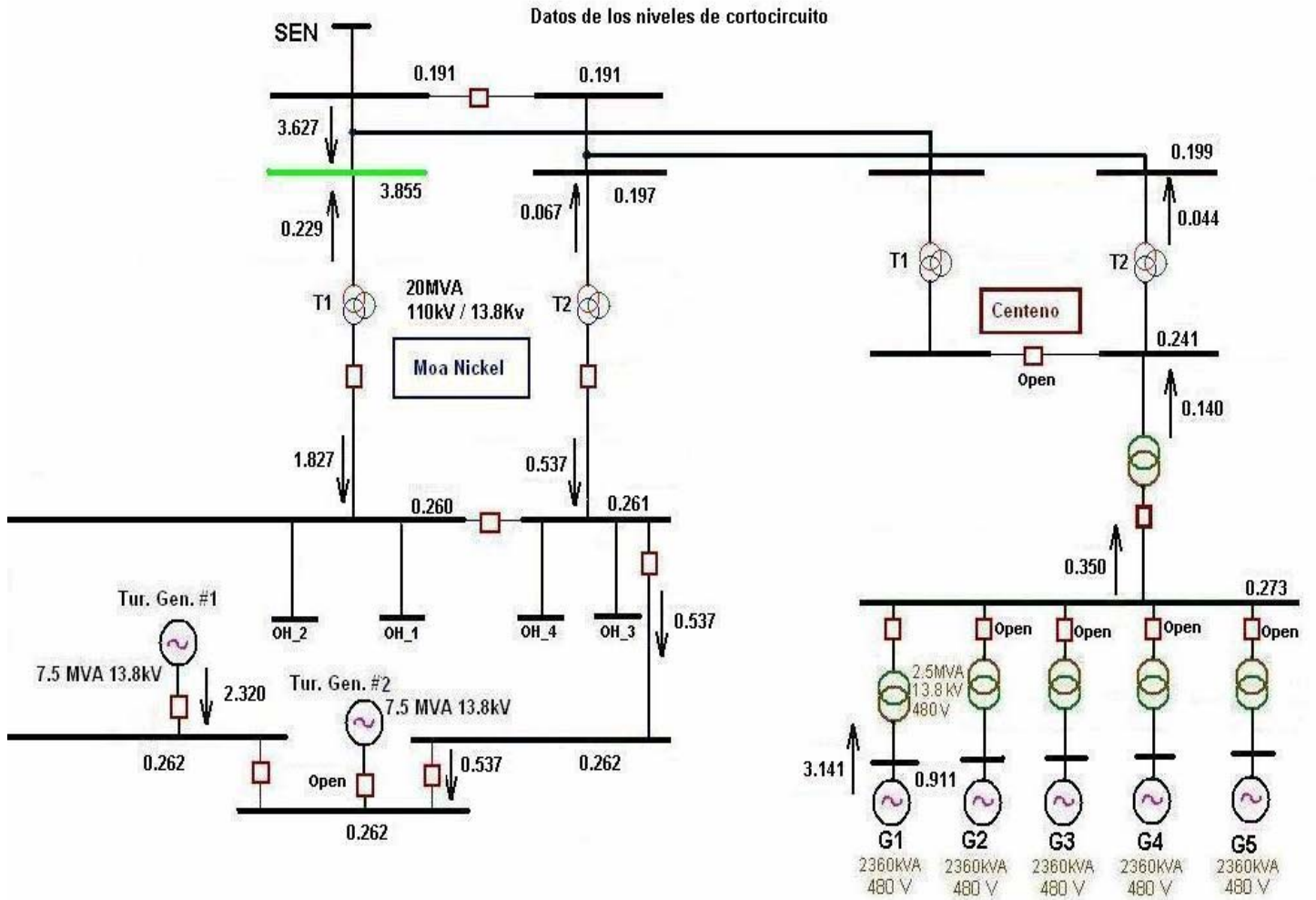


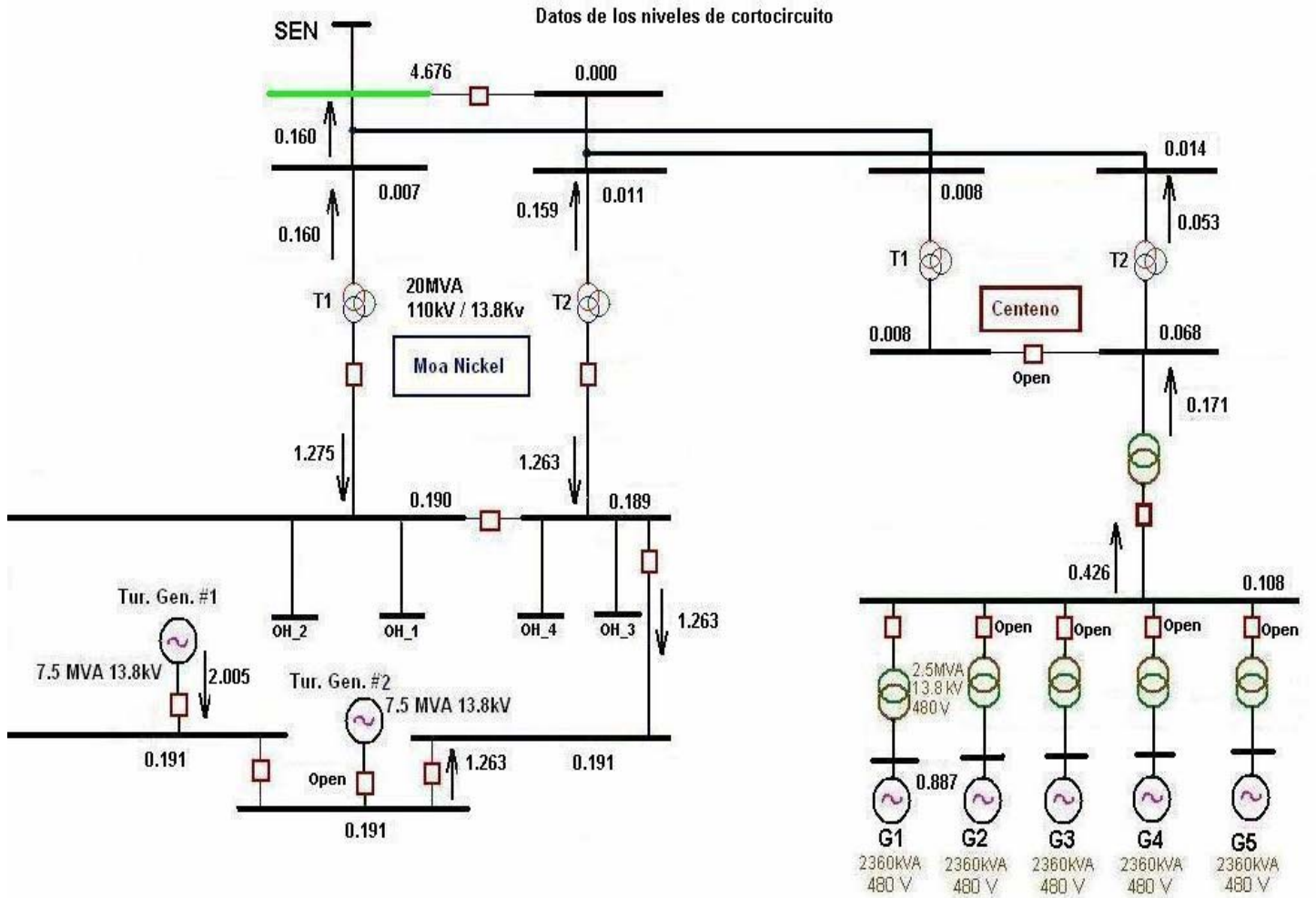
Anexos # 13.

[Retornar.](#)

Diagramas monolineales de trifásicos mínima con 1 generador.

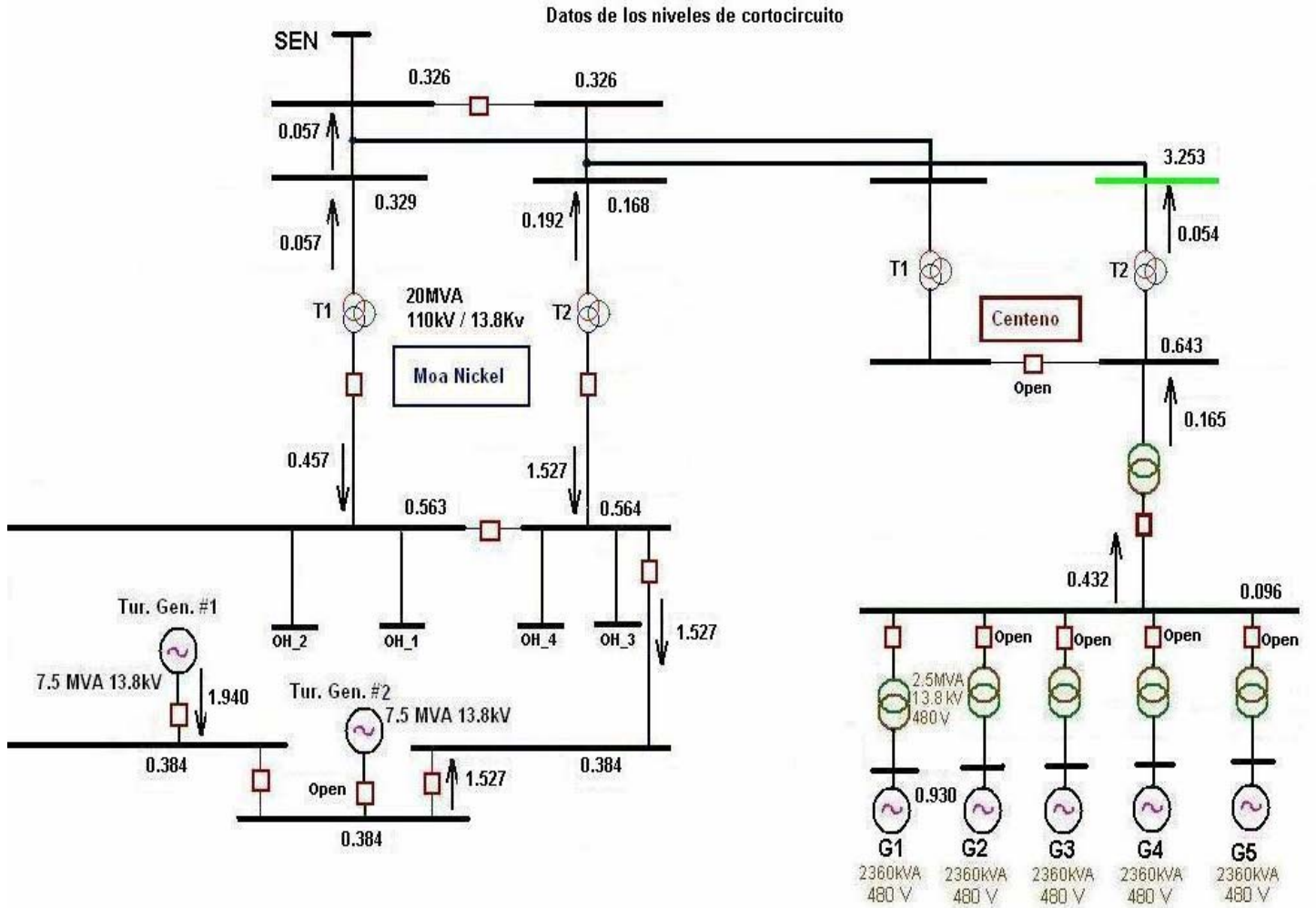


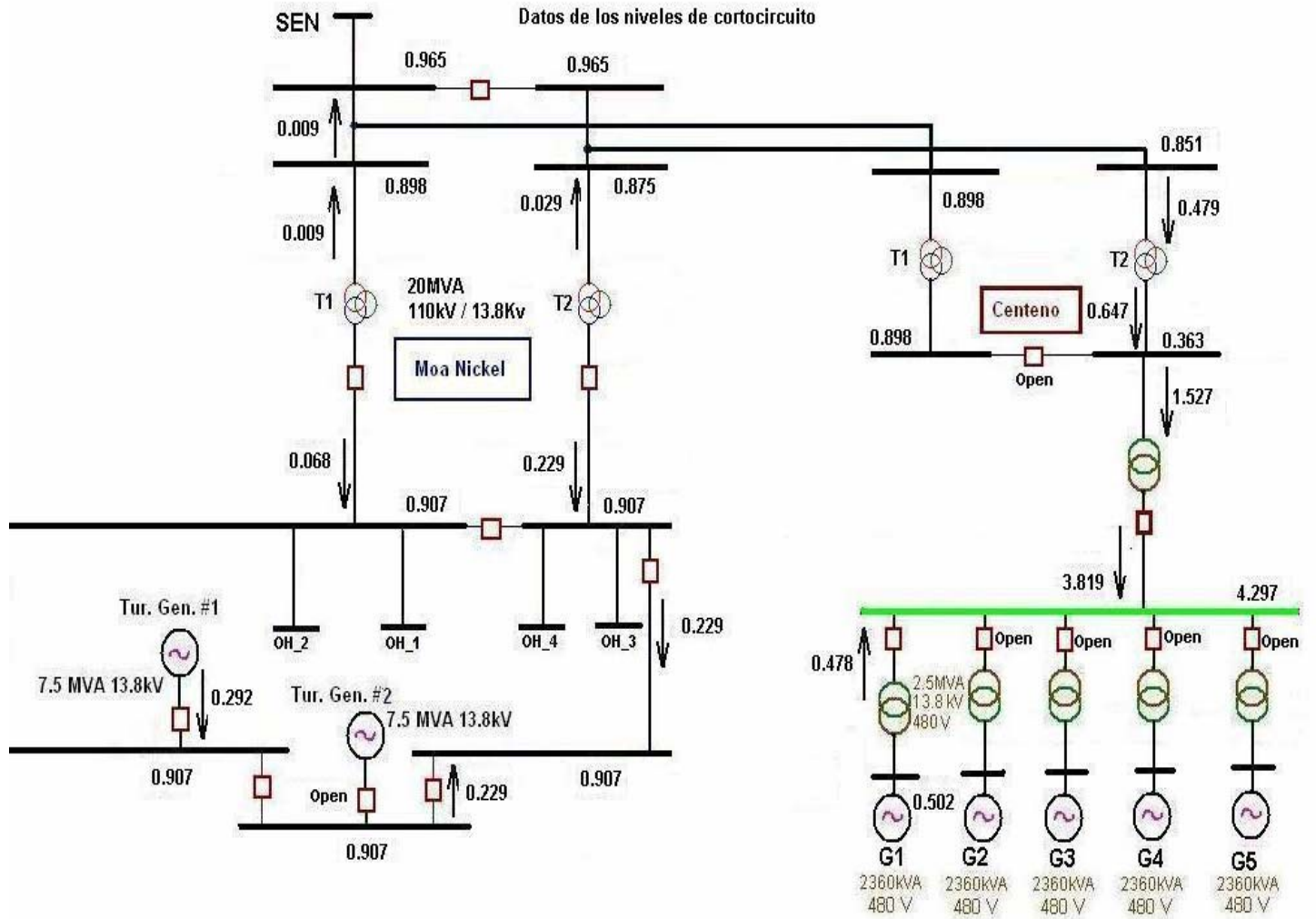






Datos de los niveles de cortocircuito



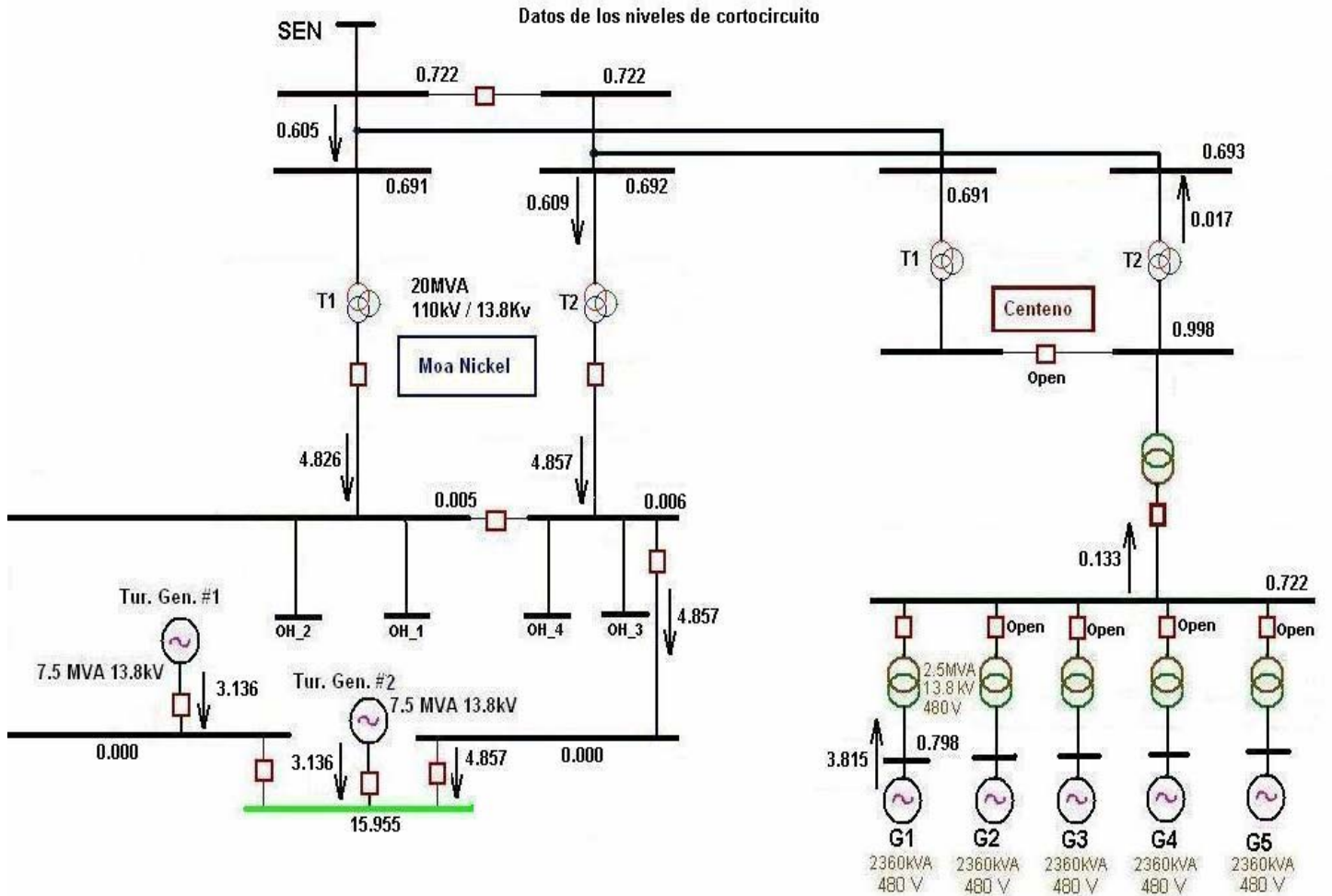




Anexos # 14.

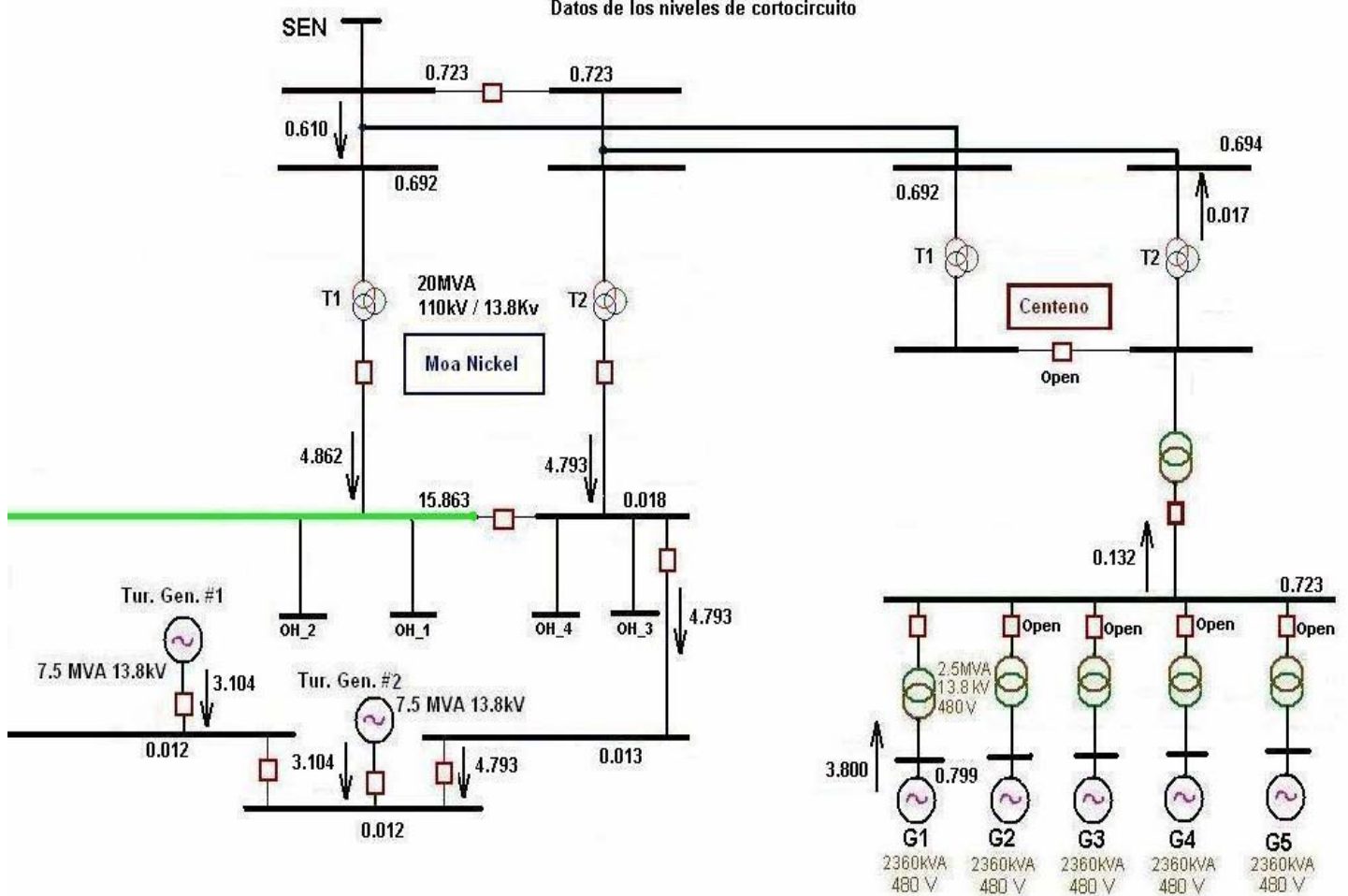
[Retornar.](#)

Diagramas monolineales de trifásicos minimiza 2 generadores.



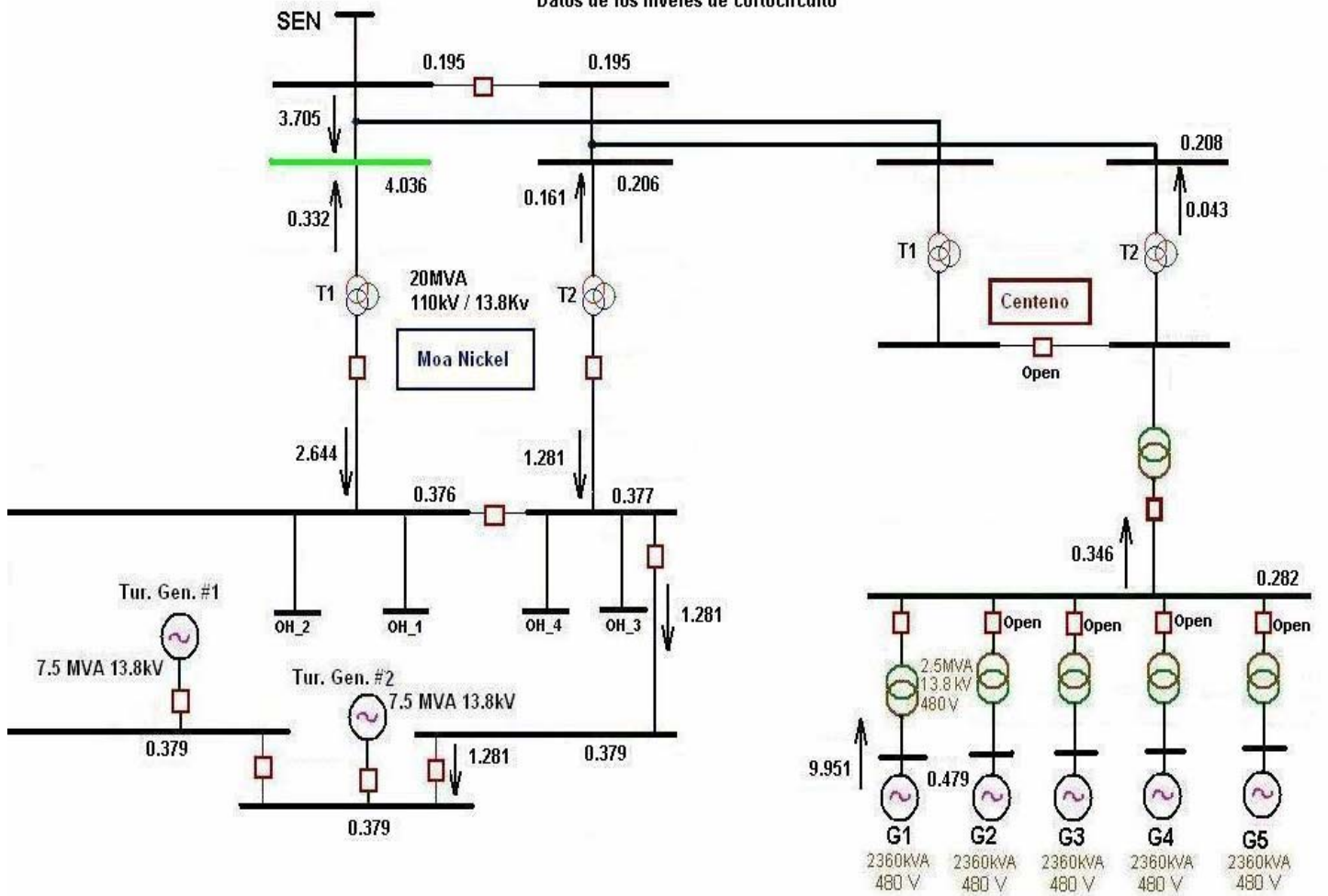


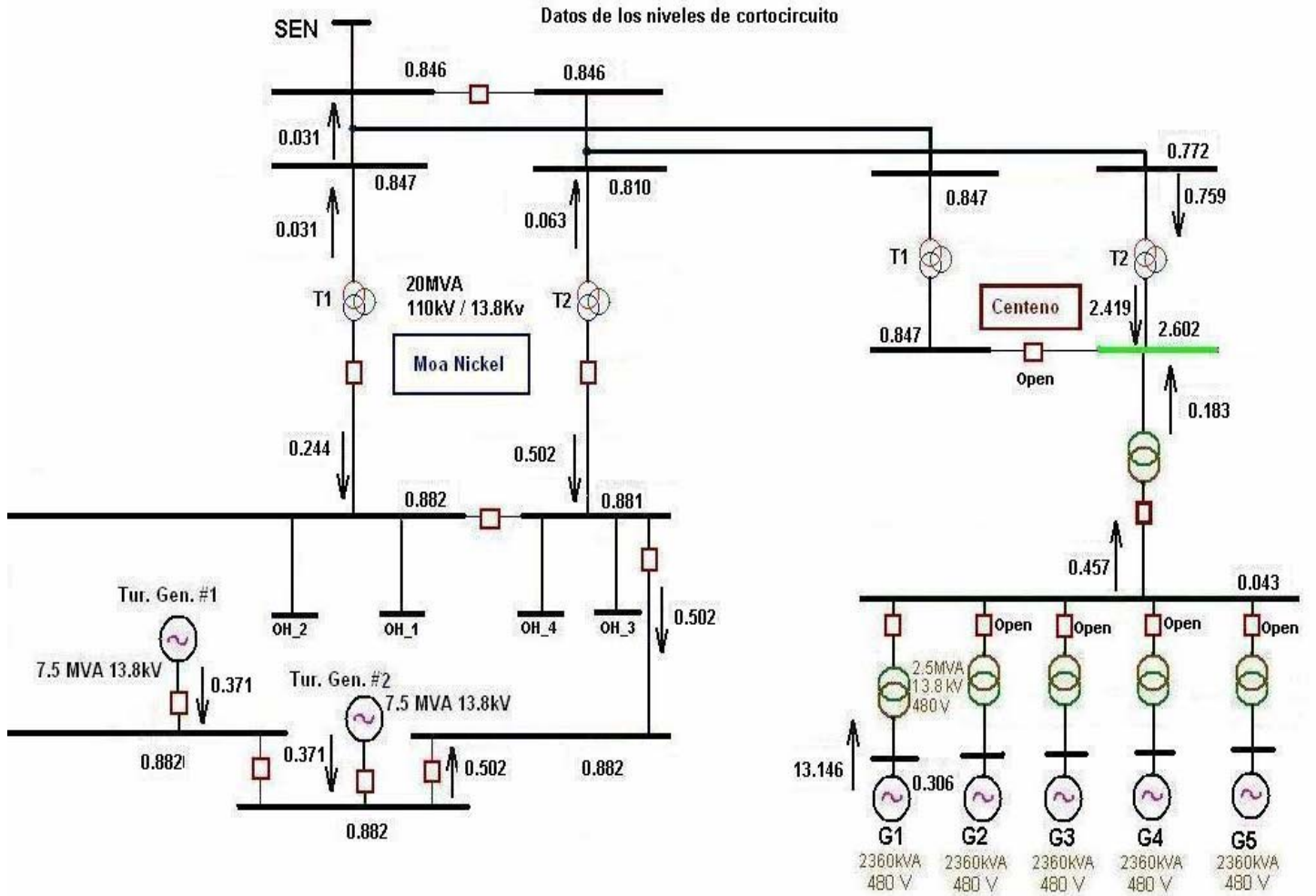
Datos de los niveles de cortocircuito





Datos de los niveles de cortocircuito







Datos de los niveles de cortocircuito

