

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

TESIS PRESENTADA EN OPCIÓN AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO



Título
Selección de variantes para la modernización de la
Subestación 1P□ en la ECG

Autor
Eduardo Pérez Pérez

Tutor
Dr. Orlys Ernesto Torres Breffe
Ing. Leonardo Rosell

Moa – 2006

Agradecimientos

Es muy delicado pensar en agradecerle a un grupo de personas, ya que este trabajo fue realizado gracias al apoyo de amigos, familiares, hermanos y muchos otros que palabras para expresar el agradecimiento que siento por su colaboración y ayuda. Le agradezco a todos los compañeros que de una forma u otra me apoyaron día a día, me dieron fuerzas en momentos que mas lo necesitaba.

No puedo dejar de mencionar a los compañeros de la Empresa del Níquel Comandante “Ernesto Che Guevara”, que me ayudaron y me guiaron en la ejecución de este proyecto, corrigiéndome en cada error que cometía. Orientándome el camino a recorrer para obtener la solución correcta.

Doy un agradecimiento especial a mis Padres Queridos, Eduardo y Teresa, que si no fuera por ellos esta obra no fuera posible, a mi hermana Liliana, que de una forma u otra estuvo siempre conmigo. A mis abuelas que siempre me dieron el apoyo moral que necesitaba. A mis amigos o hermanos Suselmis y Pedro Luís por estar siempre presentes.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a todas las personas que con su amor y dedicación hicieron posible que llegara este día, a mis padres, mi hermana, mis abuelas Cary y Neña, y a Susi y Pedro mis grandes amigos.

Hago una especial dedicatoria a alguien que a pesar de no encontrarse hoy conmigo, siempre ha estado y estará en mi mente y mi corazón, por lo que significó y significa, por aquellos momentos felices y alegres que me dio, por las enseñanzas que me inculcó y que a pesar de que yo era muy joven nunca las he olvidado. Para ti que cada día tengo un pensamiento tuyo. Para ti mi BIBÍ con todo mi corazón y mi alma dedico este trabajo. Donde quiera que estés recibe este especial agradecimiento.

Resumen

Las tendencias tecnológicas de los desarrolladores de equipamientos de protecciones eléctricas, se dirigen a la creación de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) que son capaces de concentrar las funciones de protección, monitoreo y control, en una misma unidad. Actualmente las industrias cubanas tienen la necesidad de modernizar sus instalaciones, encontrándose los ingenieros en el dilema de qué tecnología de protección eléctrica emplear. En este trabajo se muestran cuatro estrategias diferentes para enfrentar esta disyuntiva sobre la base de análisis técnicos - económicos orientativos. Se presenta un caso de estudio real que permite comparar las estrategias.

Índice

| | |
|---|--------------|
| Introducción General..... | |
| Capítulo I. Descripción de la Subestación 1P7..... | 1 |
| 1.1 Introducción..... | 1 |
| 1.2 Flujo Tecnológico..... | 1 |
| 1.3 Descripción ambiental..... | 11 |
| 1.4 Descripción del sistema eléctrico..... | 12 |
| 1.5 Descripción de las protecciones..... | 18 |
| 1.6 Descripción de las mediciones..... | 25 |
| 1.7 Descripción del control..... | 26 |
| 1.8 Estado Actual..... | 34 |
| 1.9 Conclusiones..... | 36 |
| Capítulo II Variantes de Modernización..... | 37 |
| 2.1 Introducción..... | 37 |
| 2.2 Generalidades de las estrategias..... | 37 |
| 2.3 Concentración total..... | 38 |
| 2.4 Superconcentración..... | 45 |
| 2.5 Descentralización total..... | 51 |
| 2.6 Descentralización parcial..... | 54 |
| 2.7 Conclusiones..... | 64 |
| Capítulo III. Valoración Económica..... | 65 |
| 3.1 Introducción..... | 65 |
| 3.2 Concentración Total..... | 65 |
| 3.3 Superconcentración..... | 66 |
| 3.4 Descentralización Parcial..... | 67 |
| 3.5 Comparación entre Superconcentración y Concentración total..... | 72 |
| 3.6 Descentralización Parcial y Concentración Total..... | 74 |
| 3.7 Desconcentración parcial y superconcentración..... | 76 |
| 3.8 Conclusiones..... | 77 |
| Conclusiones Generales..... | 78 |
| Bibliografía..... | 79 |
| Anexos..... | 80 |

Introducción

Una premisa importante en la Administración de Energía es que usted no puede manejar lo que no puede ver. Ignorar las deficiencias de su sistema eléctrico puede resultar muy costoso.

La Empresa del Níquel Comandante “Ernesto Che Guevara”, ECG, fue construida con la ayuda de la extinta *Unión Soviética*. Para la puesta en marcha de dicha empresa se empezaron a realizar los estudios de construcción por los años 70, la ejecución del proyecto comienza a mediados de esa década y no es terminada hasta 1986, año en que es inaugurada. Esta empresa tiene 20 años de trabajo, sin sufrir ningún cambio tecnológico importante en el Sistema Eléctrico de Potencia, SEP.

La energía no debe ser considerada como otro costo, sino como una materia prima en el proceso productivo. Por ello, debe ser constantemente monitoreada para evaluar y mejorar su calidad, su productividad, reducir costos y eliminar las fuentes de distorsión. Actualmente existen potentes herramientas para evaluar los diversos costos, por consumo de energía, por tiempos de parada, por efecto de señales armónicas, etc. Asimismo es posible generar y distribuir reportes de costos de energía a cada departamento o sección dentro de la empresa sobre una base diaria, semanal o mensual. También es posible comparar los costos reportados por el proveedor de energía eléctrica con las mediciones realizadas por la misma empresa.

La selección de algunas variantes para la modernización de una de las subestaciones en esta empresa es el objeto fundamental de este trabajo. El que se ha realizado por un grupo de Ingenieros excelentemente capacitados de esta entidad, que se encarga del mantenimiento y control de de la Energía Eléctrica y el autor. El estudio minucioso de la técnica existente es esencial para lograrlo.

A finales de los años 90 del pasado siglo se comienza con un proyecto de modernización para la protección, medición y control SEP, aplicando tecnologías que otras empresas nacionales estaban implementando. En un inicio resultaba beneficioso ya que se estaba modernizando con tecnologías de última generación,

pero a un costo muy elevado. Y solo limitado algunos consumidores de la subestación.

Cuando los ingenieros de la entidad deciden ampliar la modernización a todos los consumidores comienzan los problemas, ya que los dispositivos de los que estamos hablando son muy costosos, lo que impide tener reservas en el almacén, esto unido a algunas irregularidades que presentaban, generan el análisis del proyecto.

Este documento pretende facilitar a los ingenieros proyectistas de la ECG, facilidades para la selección de variantes donde se respondan a los intereses de la misma. Así como argumentar el por qué se deben realizar varias propuestas de modernización antes de realizar una inversión. Además demostrar económicamente lo más factible para la fábrica.

Situación problemática

La Empresa del Níquel Comandante “Ernesto Che Guevara” está inmersa en la modernización del SEP. Se están sustituyendo por nuevas tecnologías los dispositivos de medición, control y protección, basándose en experiencias de otras empresas del municipio como la “Pedro Soto Alba”, PSA, que a utilizado de la firma **General Electric** dispositivos que integran todas las funciones necesarias de protección, medición y control para los SEP, estos dispositivos de la línea SR son los SR – 750 y SR – 469.

Constantemente la tecnología está avanzando a pasos agigantados por lo que no todos los países pueden financiar proyectos de este tipo, por el costo tan elevado de los mismos. Empresas como la ECG, pueden competir con empresas de primer mundo en el momento de realizar inversiones en el plano tecnológico.

El problema es, que a pesar de contar con el financiamiento muchas veces nos cuestionamos, qué tecnología es la que debemos instalar, que tenga un alto nivel tecnológico y que a la vez sea económicamente asequible para la empresa?

Problema no resuelto.

Con el paso de los años, la empresa ECG se vio en la necesidad de modernizar el SEP pero a medida que modernizaba experimentaba fallos que hacían el sistema ineficiente, lo que generó que los especialistas de esta entidad se cuestionaban en que consistían los fallos, si esta tecnología ya estaba probada. Esto provocó contradicciones entre los ingenieros, los que se preguntaban si se había realizado la selección correcta y por qué en algunos lugares los dispositivos montados funcionaban sin problema y en otros tenían constantes fallos.

Por otro lado se estaba tratando de estandarizar los dispositivos de protección, buscando la manera de que en caso de fallas, la existencia de reservas en los almacenes aumentara la posibilidad de sustitución del equipo averiado por otro nuevo.

Objetivo General

Facilitar variantes de modernización que sean técnico-económicamente asequible para la empresa. Estas variantes responderán a las exigencias del Sistema Eléctrico de Potencia, garantizando la eficiencia y calidad que este exige. Mejorando así las operaciones de las **subestaciones**.

Hipótesis

Se piensa que si se buscan distintas variantes de modernización, justificándose tanto técnica como económicamente los ingenieros proyectista de la empresa podrán tener flexibilidades a la hora de seleccionar cual de estas es la mas conveniente.

Novedades del Trabajo.

1. Las propuestas de variantes de modernización, que permitan a los ingenieros de la empresa ECG, tener una mayor posibilidad de seleccionar cual de estas es la mejor y a la vez la más económica y técnicamente atractiva.

2. Mejorar el control SEP y las comunicaciones con este, garantizando que tanto los ingenieros, operadores y el despacho tengan las informaciones en tiempo real, lo que le dará al SEP, eficiencia y calidad..

Tareas de la investigación.

Para poder desarrollarse lo que se expondrá en el siguiente trabajo se debió:

1. Realizar un estudio minucioso del *Sistema Eléctrico de Potencia* de la Empresa del Níquel “Ernesto Che Guevara” (ECG).
2. Se analizó como funcionaba el sistema de medición, control y protección del SEP de la ECG.
3. Se sacaron las señales con las que los dispositivos de medición, control y protección iban a trabajar.
4. Se analizaron las condiciones de trabajo, los dispositivos, y de los operadores de las subestación.
5. Propuesta de las variantes de modernización, que cumplan las demandas de trabajo establecidas en los puntos 3 y 4.
6. En las selecciones de estas variantes, garantizar que los protocolos de comunicación sean los apropiados.
7. Analizar si estas variantes son económicamente asequibles para una modernización global del SEP de la ECG, a través del estudio de **subestación 1PII**.

El informe que a continuación presentamos consta de 3 capítulos que han sido desarrollados siguiendo las pautas enumeradas anteriormente. El capítulo 1 describe el Sistema Eléctrico de Potencia de la Empresa del Níquel “Ernesto Che Guevara”, en específico la **Subestación 1PII**, como funciona el sistema de medición, control y protección de la misma, así como algunos de sus consumidores más importante. El capítulo 2 complementa una de las principales tareas de este informe, las propuestas de variantes de modernización, en este se

plantea ventajas y desventajas de las mismas. Para culminar realizamos una valoración económica de las variantes.

Capítulo I

Descripción de la Subestación 1PΠ

1.1. Introducción

La **subestación 1PΠ** es la de distribución más importante del sistema eléctrico de ECG después del DDP (subestación distribuidora principal) considerada así por algunos especialistas a ella están conectados la mayoría de los consumidores de primera categoría de la Empresa.

En este capítulo se describirá la subestación comenzando por la importancia que representan desde el punto de vista tecnológico las plantas de producción que se alimentan de ella, sus características ambientales, así como brevemente los numerosos esquemas y diagramas eléctricos que la componen, incluyendo los diagramas de medición, protección y control.

1.2. Flujo Tecnológico

La función fundamental de la **Subestación 1PΠ** es alimentar de energía eléctrica a las plantas de *Calcinación y Sínter*, *Secadero*, *Hornos de reducción*, *Lixiviación y Lavado* y *Recuperación de Amoniaco* y la subestación transformadora de *Compresores y Cobalto* además de proteger, controlar y realizar las mediciones, estas plantas son las de mayor importancia en el proceso de obtención de Níquel. Si ocurre una avería en una de las secciones de barra, influye directamente en la producción, lo que provoca demoras y posible incumplimiento con el plan de la empresa.

La **Subestación 1PΠ** está compuesta de 67 armarios de ellos 56 controlan a los consumidores, aislándose de ser necesario a través de un interruptor.

1.2.1 Calcinación y Sínter

En la planta existen 2 Subestaciones de fuerza y 1 de alumbrado respectivamente 1TP - 7, 1TP - 8, 1TP - 28, las mismas están destinadas para trabajar en las siguientes condiciones:

Las entradas, así como las barras están diseñadas para soportar sobrecargas en régimen de avería de hasta el 30% por encima de la corriente nominal (I_n) del transformador durante 3h y un 40% durante 2h, esto es si la carga de trabajo del transformador es menor o igual al 70% de su I_n en régimen normal.

Las barras de la Subestación, así como sus ramificaciones hacia los interruptores tipo 16 - BT, 25 BT y 40 BT son estables para soportar los efectos dinámicos de la corriente de cortocircuito (I_{cc}) hasta 100kA RMS y térmicos 30kA durante 1seg; las ramificaciones de los interruptores E06 - BT soportan efectos dinámicos de I_{cc} hasta 70kA y térmicos de 70kA. Las ramificaciones desde las barras colectoras permiten una carga igual al 70% de la sumatoria de la I_n de los interruptores en ellas instalados, pero nunca mayor que la I_n de las barras. La conductividad de la barra neutra de las subestaciones es el 50% del I_n del transformador.

Las subestaciones están diseñadas con un sistema de barras colectoras para dos transformadores, seccionadas mediante un interruptor de sección, las secciones operan separadas con el interruptor normalmente abierto, al ocurrir ausencia de tensión en una de las entradas entra la conexión automática de reserva (CAR).

Descripción de la Subestación 1TP – 8, cuenta con 2 Transformadores reductores del tipo TM3-1000/10-T, de capacidad 1600kVA cada uno y tensión de 10.5kV en el primario y 0.48kV en el secundario, los que alimentan a los receptores de la energía eléctrica de la siguiente forma:

En el caso del transformador 1T es alimentado desde el gabinete 46 de la sección III de la **Subestación IPII**. En esta sección 1 encontramos el interruptor tipo electrón 06-BT de 630A de I_n , los cuales alimentan al objeto 156 (extinción de incendio), el objeto 151 (*petróleo*), las pizarras 1W, 2W y 3W de la PCU-3, además

del HC-203 el cual tiene una doble alimentación a través de la 1TP - 15 y la planta diesel, los objetos 151 y 156 interruptores de salida de la DDP, también tienen doble alimentación pero en este caso es desde la sección 2 de la 1TP-8.

Entre secciones se encuentra un interruptor tipo electrón 25-BT, In 1250 A, el cual se conecta automáticamente cuando desaparece la tensión en una de las secciones (CAR).

El transformador 2T alimenta a la 2da sección, la que consta de 7 interruptores tipo electrón 06-BT de 400A y 630A de In, a los que están conectados los objetos 151 y 156, los interruptores con iguales características de suministro que el HC 203, la PCU-6, la pizarra 4W- PCU-3 y filtros de mangas HC 201 y 202.

Los armarios de la subestación 1SD que están enlazados a calcinación son:

1. Transformador **1ST-7-1T**, 10.5/0.48 kv, 1000 kVA, Int 5. **Sección de Barra I. ANEXO I.1**
Calcinación.
2. Transformador **1ST-28**, 10.5/0.48 kv, 630 kVA, Int 7. **Sección de Barra I. ANEXO I.1**
Calcinación Alumbrado.
3. Transformador **1ST-7 2T**, 10.5/0.48 1000 kVA, int. 24, **Sección de Barra II ANEXO I.2**
Calcinación.
4. Transformador **1ST-8 1T**, 10.5/0.48 kv, 1600 kVA. Int. 46, **Sección de Barra III ANEXO I.3**
Calcinación
5. Transformador **1ST-8 2T**, 10.5/0.48 kv, 1600 kVA, int. 58, **Sección de Barra IV ANEXO I.4**

1.2.3 Planta de Hornos de Reducción:

La función fundamental de la Planta de Hornos de Reducción dentro del proceso de obtención de níquel es reducir el níquel y el cobalto del mineral secado y molido que fue almacenado en los silos. Para ello cuenta con 24 hornos de múltiples hogares y 12 electrofiltros con el objetivo de recuperar el mineral que se escapa con los gases.

Eléctricamente esta planta cuenta con seis subestaciones en funcionamiento, 4 de fuerza, 2 de alumbrado y una reserva. Las que están compuesta de la siguiente forma: la subestación TP6, TP8 (*hornos de 1^{ra} y 2^{da} loza*) y 1TP10 alimentan cada una de ellas a 3 ventiladores de combustión (*2 operación y 1 de reserva*), 4 enfriadores y 4 transportadores rotatorios. La subestación TP7 es una subestación de emergencia o reserva y en estos momentos se está configurando para alimentar a todos los transportadores rotatorios. Las subestaciones 1TP10 y 1TP11 alimentan a hornos de 3^{ra} loza entre ellos a electrofiltros de hornos. Las subestaciones TP12 y TP14 alimentan a hornos y secaderos dentro de ellos a la parte de molienda y electrofiltros.

Partiendo de que si los electrofiltros se quedan con mineral caliente se deforman y de que si los ventiladores dejan de emitir aire de combustión para los hornos provocaría un gran riesgo de explosión y de peligro para el personal que allí labora. Llegamos a categorizar las subestaciones según su importancia de las siguientes formas de la siguiente forma subestaciones 1TP11, 1TP10, TP8, TP6.

Los armarios enlazados con la Planta de Hornos de Reducción son.

1. Ventilador **V-22**, 415 kW, Int 1, **Sección de Barra I, ANEXO I.1**
Ventilador Extractor de Hornos del ductos de gases de Horno a Secadero
2. Transformador **1ST – 10 y 11 1T**, 10.5/0.480, 1600 kVA, int. 27 **Sección de Barra II, ANEXO I.2**
Planta de **Horno** de Reducción

3. Ventilador **V-23**, 415 kW, int.29. **Sección de Barra II, ANEXO I.2**
Ducto de Gases de Horno a secadero

4. Transformador **1ST-25** 10.5/0.38 kV, 1000 kVA. Int. 37, **Sección de Barra III, ANEXO I.3**
Alumbrado planta de Horno

5. Transformador **1ST-31** 10.5/0.38, 630 kW, int 55, **Sección de Barra IV ANEXO I.4**
Horno

1.2.4 Planta de Lixiviación y Lavado

La función fundamental de la Planta de Lixiviación y Lavado radica en extraer el níquel y el cobalto del mineral reducido mediante la adición de aire en un medio de carbonato amoniacal, o sea la lixiviación es el paso del níquel y el cobalto oxidado hacia el licor carbonato amoniacal. Para esto cuenta con 3 tanques de contactos con 3 ventiladores cada uno, 59 turboaeradores y 17 sedimentadores q cada uno de ellos cuenta a su vez con 2 bombas de reboso y 2 bombas de vacío fondo. Tiene además un área de enfriamiento de licor y un sistema de absorción de amoníaco con 6 bombas y 3 ventiladores.

Desde el punto de vista eléctrico la planta cuenta con 6 subestaciones, 4 de fuerza y 2 de alumbrado. Las de fuerza 1TP1 y 1TP3 son las más importantes, debido a que de estas se alimentan 17 sedimentadores existentes y sus mecanismos. Un paro no deseado en estas subestaciones traería afectaciones inmensas a los sedimentadores y al proceso productivo, debido a que el mineral existente en ellos se endurecería y habría que hacerle una limpieza general al sedimentador la cual puede durar hasta meses.

La subestación 1TP2 alimenta las bombas de licor y una afectación no deseada en ella provocaría daños y pérdidas menos perjudiciales que las descriptas anteriormente. Las 1TP22 y 1TP23 son de alumbrado de la planta.

Es importante destacar que esta planta tiene un servicio eléctrico de emergencia, el mismo se utiliza en caso de afectación de la energía lo que permite que sigan trabajando los sedimentadores y una parte de la planta de Calcinación.

Armarios de esta Planta:

1. Transformador **1ST-1,2-1T**, 10.5/0.48 kv, 1600 kVA, Int 4, **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Lixiviación.
2. Transformador **1ST – 2 2T**, 10.5/0.480, 1600 kVA, int. 22, **Sección de Barra II ANEXO I.2**
Lixiviación
3. Transformador **1ST-3-1T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kVA. Int. 33, **Sección de Barra III ANEXO I.3**
Lixiviación
4. Transformadores **1ST-23**, 10.5/0.38 kV, 630 kVA, int. 44 **Sección de Barra III ANEXO I.3**
Alumbrado de lixiviación
5. Transformadores **1ST-4 1T**, 10.5/0.48 kV, 2000 kVA, int. 44 **Sección de Barra III ANEXO I.3**
Lixiviación
6. Transformador **1ST-2 3T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kVA. Int. 45, **Sección de Barra III ANEXO I.3**
Lixiviación
7. El interruptor 59 presenta 2, **Sección de Barra IV ANEXO I.3**
 - **1ST-22**, 10.5/0.38 kV, 630 kVA
Alumbrado de lixiviación

- **1ST-4 2T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kVA

Fuerza Lixiviación

8. Transformador **1ST-3-2T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kVA, 1600 kVA, int 65.

Sección de Barra IV ANEXO I.4

Lixiviación

9. Transformador **1ST-2-4T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kV, int. 66 **Sección de Barra**

IV ANEXO I.4

Lixiviación

1.2.5 Secadero

1. Molino **M-1** 800 kW Int 9. **Sección de Barra ANEXO I.1**

Secadero

2. Molino **M-2**, 800 kW, int. 25 **Sección de Barra II ANEXO I.2**

Secadero

3. Transformador **1ST 30**, 10.5/0.38 kV, 1000 kVA. Int. 37, **Sección de Barra**

III ANEXO I.3

Alumbrado de Secadero

4. Molino **M-3**, 800 kW, int. 39, **Sección de Barra III ANEXO I.3**

Secadero

5. Transformador, **1ST-24** 10.5/0.38, 630 kW, int 55, **Sección de Barra IV**

ANEXO I.3

Secadero

6. Molino **M-4**, 800 kW, int 57, **Sección de Barra IV ANEXO I.3**

Secadero

1.2.6 Compresores

1. Transformador **1ST-1T**, 10.5/0.48 kv, 1600 kVA Int 8 **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Compresores
2. Compresor **K25**, 1600 kW. Int. 10 **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Compresor **K31**, 1700 kW. Int.11 **Sección de Barra I ANEXO I.1**
3. Compresor **K21**, 1600 kW, int. 26 **Sección de Barra II ANEXO I.2**
4. Compresor **K22**, 1600 kW, int. 30 **Sección de Barra II ANEXO I.2**
5. **K500-2**, 2500 kW. Int 40, **Sección de Barra III ANEXO I.3**
Planta compresora.
6. Reactor, int. 41, **Sección de Barra III ANEXO I.3**
Apoyo para el arranque de **K500-2**
7. Compresor **K-32**,1700 kW, int. 42, **Sección de Barra III. ANEXO I.3**
8. Compresor **K-24**, 1600 kW, int. 43, **Sección de Barra III, ANEXO I.3**
9. Transformador **1ST-10 y 11 2T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kV, int.60, **Sección de Barra IV ANEXO I.4**
Compresores
10. Reactor, int.61 **Sección de Barra IV ANEXO I.4**
Apoyo para el arranque del Compresor **K500-3**
11. **K500-3**, 2500 kW, int.62 **Sección de Barra IV ANEXO I.4**
Compresor
12. Compresor **K33**, 1700kW, int.63 **Sección de Barra IV ANEXO I.4**
13. Compresor **K23**, 1600kW, int.64 **Sección de Barra IV ANEXO I.4**

A continuación se muestra la composición del resto de los armarios.

1. Transformador **1ST-15-1T**, 10.5/0.48 kv, 1600 kVA, Int 2. **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Sección de la Torre de enfriamiento.
2. Transformador **1ST-16-1T**, 10.5/0.48 kv, 1600 kVA, Int 3. **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Sección de la Barra Recuperación de Amoniaco.
3. Reserva **1ST-17-1T**, 10.5/0.48 kW. 1600 kVA, int. 6 **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Cobalto.
4. Reserva int.10 **Sección de Barra I ANEXO I.1**
5. Reserva. Int.11 **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Presenta un reactor.
6. Línea **1SD-1 DESDE CTE 1160**, Int 14. **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Línea de Calibre 5(3x185) mm, CTE
7. Transformador **5TH**, Int 15. **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Transformador de Potencial, Se usa el armario para montar la descarga Instantánea.
Voltaje de reforzamiento de los motores sincrónico (Referencia de Voltaje).
8. Transformador 3ϕ 10 kV a 100V, **1TH**, Int 16. **Sección de Barra I ANEXO I.1**
Delta Abierta donde se monta protección por corrimiento.
Protección de baja tensión (27), Solo para motores.
Suministra V a los metros contadores.
9. DISYUNTOR de enlace entre **Barra I y Barra II**, Int 17
- 18.I Seccionador con la **Barra**, int. 18. **Sección de Barra II**
- 19.Transformador 3ϕ 10 kV a 100V, **2TH**, Int 19. **Sección de Barra II ANEXO I.2**
Delta Abierta donde se monta protección por corrimiento.
Protección de baja tensión (27), Solo para motores.
Suministra V a los metros contadores.
- 20.Transformador **6TH**, Int 20. **Sección de Barra II ANEXO I.2**

- Transformador de Potencial, Se usa el armario para montar la descarga Instantánea.
Voltaje de reforzamiento de los motores sincrónico (Referencia de Voltaje)
21. Línea a *ISD-2 DESDE CTE 2380*. int.21 **Sección de Barra II ANEXO I.2**
Línea de Calibre 5(3x185) mm, CTE.
22. Transformador **1ST-13 y 5 1T**, 1000 kVA, int. 23. **Sección de Barra II ANEXO I.2**
Complejo 8, Consumidores auxiliares
23. Transformador **1ST – 26**, 10.5/0.480, 630 kVA, int. 28. **Sección de Barra II ANEXO I.2**
Alumbrado de planta de recuperación de amoniaco.
24. Transformador **1ST -17-2T**, 10.5/0.480, 1600 kVA, int. 31. **Sección de Barra II ANEXO I.2**
Cobalto
25. Reserva. **Sección de Barra II ANEXO I.2**
26. Transformador **1ST-15-2T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kVA. Int. 34. **Sección de Barra III. ANEXO I.3**
Torre de Enfriamiento.
27. Transformador **1ST-13 y 6-2T**, 10.5/0.38 kV, 1000 kVA. Int. 35, **Sección de Barra III. ANEXO I.3**
Complejo 8,
28. Reserva, **Sección de Barra III. ANEXO I.3**
29. Línea A *1SD-3 DESDE CTE 3560* int. 47, **Sección de Barra III. ANEXO I.3**
Calibre 5(3x185) mm, CTE
30. Transformador **7TH**. Int. 48, **Sección de Barra III. ANEXO I.3**
Transformador de Potencial, Se usa el armario para montar la descarga Instantánea.
Voltaje de reforzamiento de los motores sincrónico (Referencia de Voltaje)
31. Transformador 3ϕ **3TH**, int. 49, **Sección de Barra III. ANEXO I.3**
Delta Abierta donde se monta protección por corrimiento.
Protección de baja tensión (27), Solo para motores.
Suministra V a los metros contadores.
32. DISYUNTOR de enlace entre **Barra III y Barra IV**, Int 50
Sección de Barra III.

33. I Seccionador con la **Barra**, int. 51 **Sección de Barra IV.**
34. Transformador 3ϕ , **4TH**, int.52, **Sección de Barra IV. ANEXO I.4**
Delta Abierta donde se monta protección por corrimiento.
Protección de baja tensión (27), Solo para motores.
Suministra V a los metros contadores.
35. Transformador **8TH**, int. 53, **Sección de Barra IV. ANEXO I.4**
Transformador de Potencial, Se usa el armario para montar la descarga Instantánea.
Voltaje de reforzamiento de los motores sincrónico (Referencia de Voltaje)
36. LINEA A 1SD-4 DESDE CTE 4780, **Sección de Barra IV. ANEXO I.4**
Calibre 5(3x185) mm², CTE
37. Transformador **1ST-16 2T**, 10.5/0.48 kV, 1600 kVA, int. 56, **Sección de Barra IV. ANEXO I.4**
Recuperación de amoniaco.
38. Reserva. *ANEXO I.4*

1.3. Descripción ambiental

La **Subestación IPII** esta bajo techo por lo que no está expuesta a la contaminación ambiental directamente. En el interior no presenta ventilación de ninguna índole lo que provoca que las temperaturas sean bastantes altas influyendo de cierta manera sobre los elementos de *control, medición y protección*. La iluminación en algunas zonas de la subestación es pobre, por lo que el operador debe esforzarse para ver los valores de las mediciones a tomar.
Ver figura 1.1

Uno de los mayores problemas que presenta la subestación son los equipos encargados de censar y visualizar la mediciones, los que están en mal estado y en ocasiones las mediciones no son reales, esto hace que el operador deba abrir el gabinete para cerciorarse de que la medición es correcta poniendo en riesgo su vida, debido a que las corrientes que se manejan dentro de la subestación son bastantes elevadas.

Otra dificultad consiste en la distancia (40m) que debe recorrer el operador para recoger y registrar los valores de consumo de la subestación a una hora determinada haciendo esta acción morosa en ocasiones demora hasta 30 minutos, igual distancia debe recorrer cuando ocurre una falla, para determinar cual es el consumidor averiado. Así mismo el hecho de que los visualizadores sean manuales provoca que en ocasiones los operadores no lo reseteen y no puedan ver la falla cuando ocurra.

1.4. Descripción del sistema eléctrico

1.4.1 Esquema Eléctrico General de la subestación

La **subestación IPII** está compuesta por 4 secciones de barras que se alimentan directamente del DDP mediante reactores. (*Anexo I.5*). Las secciones de Barras se conocen como 1SD-1, 1SD-2, 1SD-3 y 1SD-4 (*Anexo I.1, I.2, I.3 y I.4*). Estas líneas provenientes del DDP se conectan con las distintas secciones mediante interruptores. Estos interruptores *figura 1.1* están insertados en gabinetes. La sección 1SD-1 es alimentada a través del interruptor que está en el gabinete 14, las restantes secciones se alimentan por los gabinetes 21, 47 y 54 respectivamente.

Las 4 secciones de barras están agrupadas en dúos, con un interruptor de enlace entre ellos. Las secciones 1SD-1 y 1SD-2 están enlazadas mediante los gabinetes 17 y 18. El interruptor de enlace está en el gabinete 18 de la sección 1SD-2. Las secciones 1SD-3 y 1SD-4 están enlazadas mediante los gabinetes 50 y 51. El interruptor de enlace está en el gabinete 51 de la sección 1SD-4.

1.4.2. Líneas o cables de alimentación

Debido al nivel de corriente que circula por las líneas (*puede alcanzar los 1000 A*) se hizo necesario utilizar 5 cables que trabajan en paralelo. Cada cable posee 3 conductores con una maya de apantallamiento. Estas líneas se desplazan hacia la **subestación** mediante estacadas provenientes desde la Central Termoeléctrica.

El apantallamiento en los cables se emplea para homogenizar el potencial en cada uno de los conductores internos [9] y evitar la afectación prematura del aislamiento interno de los cables.

En el proyecto inicial estos cables poseen aceite como medio aislante entre los conductores, producto a salideros de este aceite se produjeron muchos cortocircuitos lo que ha provocado que se sustituyan por cables secos.

1.4.3. Interruptores y gabinetes

Los interruptores de la **subestación** son extraíbles de aceite de poco volumen (*Figura 1.1*). Estos son considerados por los operadores y técnicos de la **subestación** como de aceptable calidad, poseen una bobina de desconexión y otra bobina de conexión, así como múltiples conectores auxiliares. Una vez que el interruptor se conecta el circuito de control queda preparado para la desconexión, evitando que se energice nuevamente e innecesariamente la bobina de conexión.

La mayoría de los interruptores son de 630 A de corriente nominal con una capacidad momentánea de 80 kA y una capacidad interruptiva de 16 kA. Los interruptores que alimentan los consumidores de mayor potencia como los motores de 2500 kW y los interruptores de entrada, poseen una corriente nominal de 1250 A.

En cada sección de barra de las subestación existen entre 15 y 18 gabinetes, pero no en todos hay conectados consumidores y no en todos existen interruptores. De 67 gabinetes que existen actualmente en la subestación solo 56 poseen interruptores, los 5 gabinetes de reserva no poseen interruptores, otros gabinetes como el 17 y el 50 que son empleados en el enlace de las secciones no poseen disyuntores. Los gabinetes que alimentan a los transformadores de potencial (15, 16, 19, 20, 48, 48, 52 y 53) tampoco poseen interruptores. En cada armario existe una cuchilla de aterramiento por el lado del consumidor, esta cuchilla se emplea

como medida de seguridad para el aterramiento en caso de mantenimiento del interruptor o el gabinete.



Figura 1.1 Interruptor que utiliza la subestación.

1.4.4. Consumidores

Muchos son los consumidores que se alimentan directamente de la **subestación** en estudio. De forma general, se observa en los esquemas de ella que se encuentran conectados motores de elevada potencia (*entre 400 -2500 kW*), así como subestaciones de baja tensión que alimentan a transformadores de potencia (*entre 630 – 2000 kVA*). Un nivel de tensión de 10kV se emplea en dicha subestación para la alimentación de los consumidores.

1.4.4.1. Motores eléctricos

Existen motores en la subestación asincrónico y sincrónicos todos conectados en estrella con el neutro aislado. Los motores sincrónicos poseen un circuito de excitación llamado TBY, estos representan gabinetes los cuales no están ubicados directamente en la subestación de estudio.

En cada sección existen 4 motores para un total de 16 motores en la subestación completa. Los 2 motores de mayor potencia son los conocidos como K500 de 2500 kW. Para evitar excesivas corrientes de arranques estos motores se arrancan mediante reactores y luego pasan a la conexión normal, por tanto, cada motor utiliza 2 gabinetes con interruptores de 1250 A.

Estos motores están alejados de la **subestación** pero conectados mediante cables de 3 conductores con apantallamiento. Cada cable posee un calibre diferente en dependencia de la potencia del motor que alimenta, los calibres oscilan entre 70 y 185 mm².

1.4.4.2. Subestaciones transformadoras de baja tensión

La mayoría de los consumidores conectados a esta **subestación** son líneas de salida para alimentar subestaciones transformadoras de baja tensión. Las potencias de los transformadores de estas subestaciones reductoras son variables entre 630 – 2000 kVA, en dependencia del plan o el objetivo de la alimentación. Estos son transformadores de baja potencia

En la mayoría de los casos una subestación reductora es alimentada por medio de un interruptor, pero existen 9 casos en que dos transformadores se conectan a un mismo interruptor. Estos casos particulares son ejemplo de baja flexibilidad, dado que un cortocircuito en unos de los transformadores desconectará a ambos e incluso si se desea dar mantenimiento en la cuchilla de uno de los transformadores hay que desconectarlos a los dos.

Los transformadores de las subestaciones reductoras están conectados en delta en el primario y estrella aterrada secundario. Los devanados de baja tensión son de 0.48 y 0.38 kV.

1.4.4.3. Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial, aunque no son consumidores de potencia se utilizan para alimentar circuitos de control, protección y medición.

Los transformadores de dos devanados (5TH, 6TH, 7TH y 8TH) se emplean en la alimentación de la descarga instantánea. Esta descarga instantánea es la protección empleada para mantener la estabilidad del sistema eléctrico de cogeneración de la fábrica en caso de que trabaje de forma independiente. Además estos transformadores se utilizan como referencia en el reforzamiento de la excitación de los motores sincrónicos. El devanado primero está conectado en estrella aterrada y el secundario en delta.

Los transformadores de potencial 1TH, 2TH, 3TH y 4TH, poseen 3 devanados uno de los devanados se emplea para la detección de la tierra y otro para la medición y protección de baja tensión. El devanado secundario de conectado en delta abierta es un filtro de detección de cortocircuitos a tierra [10] ampliamente utilizado en este tipo de sistema. El devanado secundario que está conectado en estrella aterrada se emplea para la medición de los watímetros. El devanado primario se conecta en estrella aterrada.

Ambos transformadores de potencial tanto los de dos como los de tres devanados están protegidos por fusibles conectados en el primario de los transformadores. Existen 2 transformadores por sección y por tanto, 8 gabinetes de la **subestación** son empleados para este fin.

1.4.5. Conexión del neutro

Como se observa, los elementos o consumidores de potencia, entiéndase motores y líneas de salida a subestaciones reductoras, no tiene el neutro conectado a tierra. Esto indica que el sistema de la **subestación** es un sistema con neutro aislado.

Aunque los transformadores de potencial posean sus neutros conectados a tierra, esto no significa que el sistema sea aterrado. La impedancia de estos transformadores es muy grande y por tanto, representa una gran bobina conectada a tierra.

En este tipo de sistemas con neutro aislado se caracteriza por la presencia de sobretensiones [10] [11] que pueden llegar a ser perjudiciales para el aislamiento de los cables, motores, transformadores, etc.

La ventaja de estos sistemas con neutro aislado es que no necesitan protección de sobrecorriente en cada una de las 3 fases, dado que el cortocircuito de fase a tierra es de muy poca magnitud de corriente. Esta ventaja permite el ahorro de un transformador de corriente y varios relés. Además el sistema eléctrico puede continuar trabajando con un cortocircuito a tierra los que se presentan con una frecuencia del 70%, comparado con el resto de los cortocircuitos [11], es decir, el cortocircuito más frecuente en cualquier sistema eléctrico no representa una desconexión.

1.5. Descripción de las protecciones

La protección en un sistema eléctrico de potencia representa subsistemas que trabajan en background, donde solo actuarán en caso de averías [10] [11]. Cada uno de los consumidores y las propias secciones de barras de la **subestación** poseen sus protecciones. En cada gabinete existen dispositivos de protección y medición adecuadamente instalados (*figura 1.2*)



Figura 1.2. Dispositivos de medición y protección en los gabinetes

Ya se han instalado protecciones digitales modernas que garantizan la seguridad de algunos consumidores de mayor importancia. Estos son dispositivos de la firma GE Power Management SR-469. Estos dispositivos disminuyen considerablemente el cableado interno en cada gabinete, dado que representan la protección, la medición y el control necesario para el consumidor que protegen. Todas estas funciones la realiza ahora este dispositivo internamente, por lo que ya no se necesitan cables adicionales (*figura 1.3*).



Figura 1.3. Vista interna de un gabinete modernizado.

Las protecciones de los elementos o consumidores no son las mismas, dependen del tipo, la potencia, entre otros factores. En este caso, se conocen que existen motores y transformadores, cada uno protegido de manera diferente. Los motores poseen protecciones diferentes a los transformadores e incluso existen diferencias entre ellos.

De forma general cada consumidor posee 3 transformadores de corrientes (*figura 1.4*), aunque algunos motores emplean otros 2 transformadores de corriente (*figura 1.5*) para el control de la excitación. Los transformadores de corrientes que están instalados en los consumidores poseen 2 devanados, pero uno de ellos posee la mayor potencia y por tanto es empleado para las protecciones.

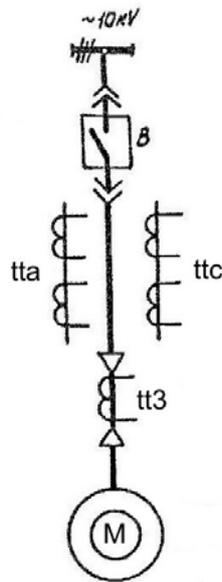


Figura 1.4. Esquema de 3 transformadores de corrientes

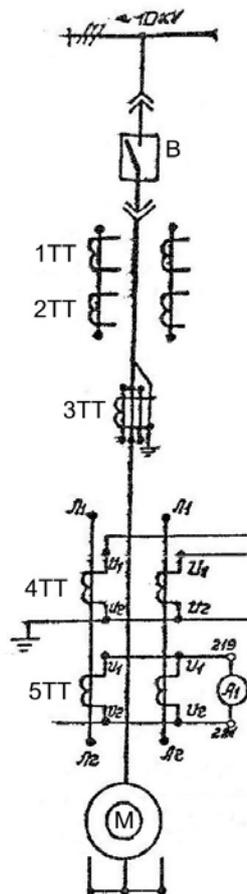


Figura 1.5. Esquema de 5 transformadores de corrientes

1.5.1 Protecciones de motores

En la figura 1.9 se muestra el plano general de las mediciones, el control y las protecciones de un molino. Los molinos utilizan motores sincrónicos de 800 kW. Estos molinos poseen 5 transformadores de corrientes. Los transformadores 1TT y 3TT son empleados en las protecciones. El transformador 2TT se emplea en la medición de la potencia activa por medio de watímetros.

En la realidad los transformadores 1TT y 2TT representa un mismo transformador, pero con 2 devanados diferentes. El transformador 3TT es un toroide que se emplea en la protección de falla a tierra (*figura 1.5*).

Es meritorio decir que la relación de transformación de estos transformadores es de 300/5 en caso de los TC de los motores de grandes potencia y 150/5 en el resto de los TC



Figura 1. 5. Transformadores de corrientes instalados en los molinos.

Los relés 1PT y 2PT contra cortocircuitos multifásicos, también conocidos como corte de corriente, se conectan a las fases A y C del secundario del transformador de corriente 1TT. Esto se identifica como 1TTa y 1TTc, respectivamente. El relé

PT contra cortocircuito a tierra se conecta al secundario del transformador 3TT. El relé 3PT, contra sobrecargas simétricas está conectado en serie con un amperímetro en el circuito residual de los secundarios de los transformadores 2TTa y 2TTc (figura 1.7).

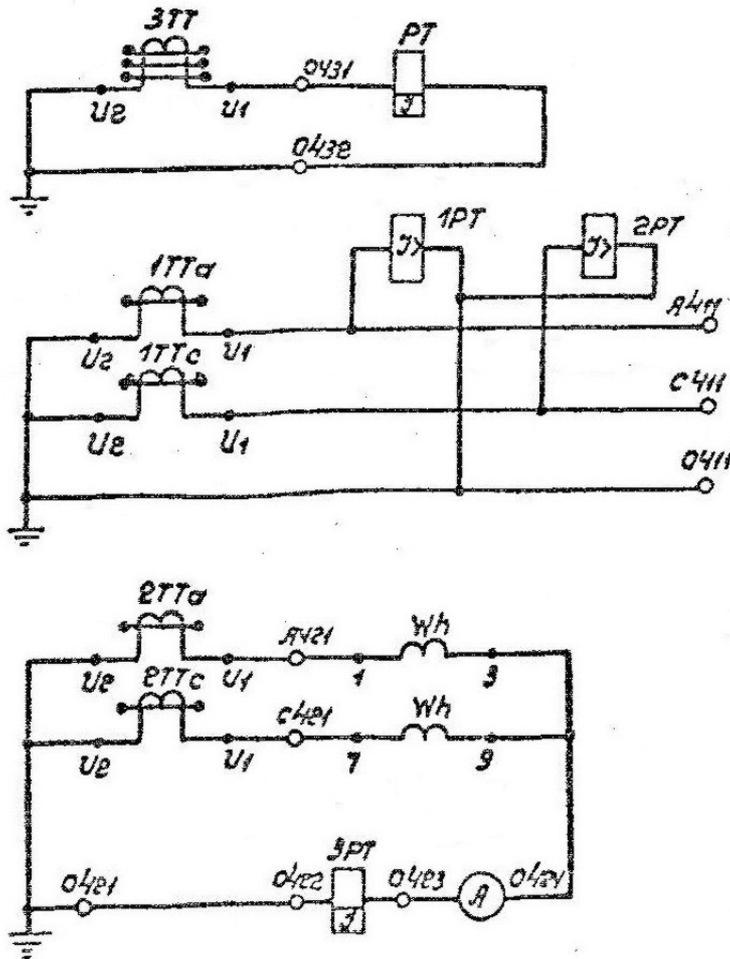


Figura 1. 7. Relés de corriente instalados en los molinos.

Además, existen varios relés de baja tensión conectados entre fases del transformador de potencial de 3 devanados, para asegurar la condición de autoarranque. Estos relés de tensión mínima activan un relé intermedio llamado PΠ que es el que desconecta el motor. Anteriormente existían 2 escalones de tensión mínima, pero en la actualidad solo existe uno (figura 1.8).

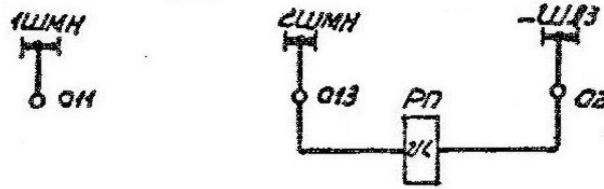


Figura 1. 8. Relés de tensión instalados en los molinos.

La acción de cualquiera de estos relés mencionados desconecta al interruptor. Un diagrama monolineal de las protecciones instaladas en este molino se muestra en la figura 1.9. Haciendo una revisión de todos los esquemas de protección de los motores, se concluye que todos los motores de media tensión se protegen de la misma manera.

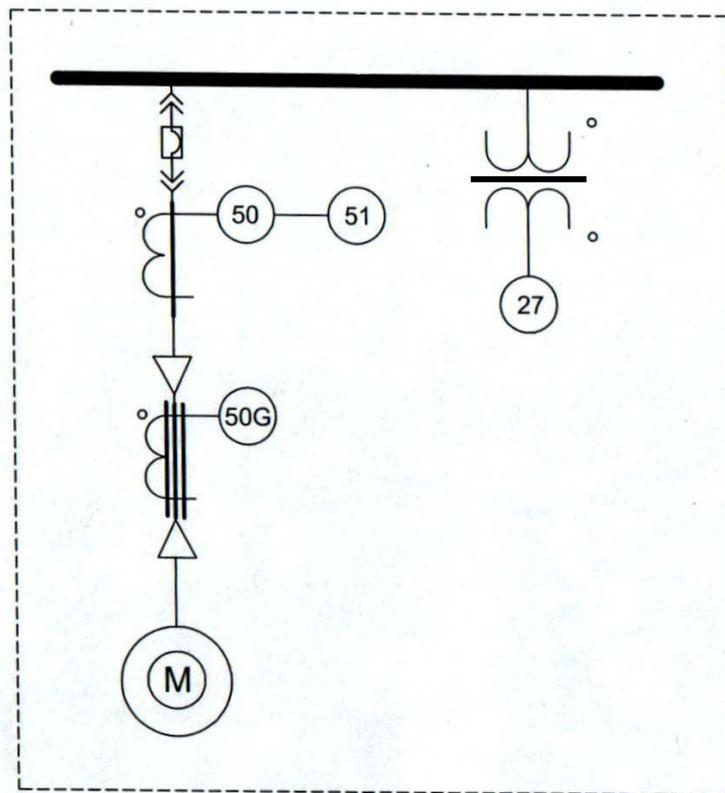


Figura 1. 9. Diagrama monolineal de las protecciones de los motores de media potencia.

1.5.1 Protecciones de las subestaciones transformadoras

En la figura 1.10 se muestra el esquema general de medición, control y protección de los gabinetes empleados para la alimentación de las subestaciones reductoras.

Al igual que en los motores se emplean 3 transformadores de corriente, pero no se utilizan protecciones de tensión, por tanto no se utilizan los transformadores de potencial.

Los relés PT1 y PT2 utilizados contra cortocircuitos multifásicos internos en el transformador también conocidos como corte de corriente, se conectan en serie con los relés PT3 y PT4 utilizados contra cortocircuitos en el secundario, y todos están conectados al secundario de los transformadores de corriente TTA1 y TTc1. El relé PT5 está conectado al circuito residual de los transformadores de corriente, este relé es empleado como un tercer escalón contra cortocircuito alejados en el secundario. El relé PT está conectado al secundario del transformador TT3 y se emplea para detectar fallas a tierra. Este relé PT no desconecta el interruptor se emplea en el esquema de detección de fallas a tierra.

En la figura 1.10 se muestra el esquema monolineal de las protecciones empleadas en las líneas de salidas a las subestaciones. En este caso solo se utilizan relés de corriente.

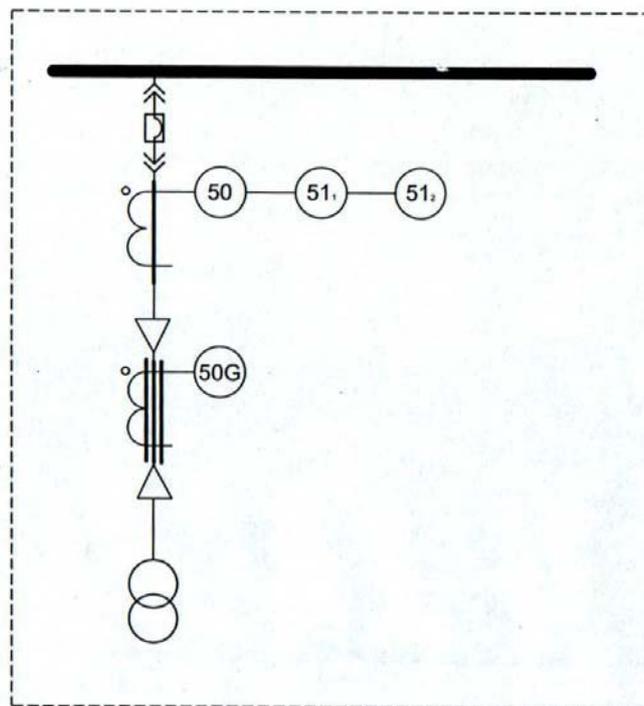


Figura 1.10. Esquema monolineal de las protecciones para las líneas de salidas a las subestaciones transformadoras.

1.6. Descripción de las mediciones

En los esquemas tanto de motores (figura 1. 9) como de líneas de salidas para subestaciones transformadoras (figura 1.10) se observa que se emplean solo 2 instrumentos de medición: amperímetros y vatímetros. Los amperímetros se conectan al devanado de medición de los transformadores de corrientes de dos devanados, en serie con la bobina de corriente de los vatímetros. La bobina de tensión de los vatímetros se conecta del devanado en estrella aterrada del transformador de potencial de tres devanados.

En la figura 1.11 se muestra la parte frontal del gabinete 2. En la que se pueden observar tanto el amperímetro como el vatímetro. También existen otras señalizaciones que se emplean para identificar la acción de los dispositivos de protección y seguridad.



Figura 1.11. Panel frontal del gabinete 2.

Otras 3 lámparas de señalización indican si el interruptor está desconectado o conectado, o si alguno de los dispositivos de señalización está realmente activado, aunque no lo estén eléctricamente.

En los gabinetes de los potenciales se visualiza la tensión de línea y en los gabinetes de entrada se mide potencia aparente.

1.7. Descripción del control

El accionamiento de los interruptores es la parte más compleja de los esquemas. Los accionamientos de los motores no son los mismos que los accionamientos de las líneas de salidas, pero se parecen mucho, se utilizan en los mismos dispositivos intermedios para que resulte fácil su mantenimiento.

La diferencia fundamental en el accionamiento de los motores y los transformadores es que los interruptores de los motores no se pueden accionar directamente desde la subestación, estos se accionan desde el campo.

1.7.1. Accionamiento de los interruptores de los motores

Los interruptores como se ha mencionado tienen una bobina de conexión y otra de desconexión. En la figura 1.7 se muestra que en serie con la bobina de conexión КП del interruptor, está el relé ППО, el cual está en serie con los contactos normalmente cerrados КБП y КБВ. Si el interruptor está desconectado, el relé ППО estará energizado indicando que el interruptor está desconectado, al mismo tiempo este relé está chequeando la bobina de conexión. Si la bobina está abierta, es decir, está averiada aunque el circuito esté conformado el relé ППО no estará energizado y el operador sabrá que esta bobina está averiada.

Algo similar sucede con el relé ППВ que está en serie con la bobina de desconexión. Este relé indica que el interruptor está cerrado y al mismo tiempo está indicando de forma similar al anterior que la bobina está en buenas condiciones. Si el operador observa corriente en los amperímetros y este relé está desconectado, entonces podrá percatarse rápidamente que la bobina de

desconexión está averiada. Cuando los dos relés PΠO y PΠB están desconectados esto indica claramente que existe un problema en las bobinas del interruptor y hay que darle mantenimiento.

Adicionalmente a estas señales de conexión y desconexión provenientes del campo todos los relés de corte de corriente PT1 y PT2 (50) y los de fallas a tierra PT (50G) activan un relé intermedio PΠ1 y activan otros relés de señalización PY1. Este relé intermedio PΠ1 se auto-sella y envía una señal de disparo al interruptor.

Algo similar sucede con el relé intermedio PΠ2, el cual es activado por el relé PΠΠ que es el relé de sobrecarga. Al mismo tiempo este relé de sobrecarga activa un relé de señalización PY2, el relé intermedio PΠ2 envía una señal de disparo al interruptor. Otras señales de disparos las envían los relés de tensión mínima PΠ y el relé de arco BD.

En los motores asincrónicos un relé POB detecta la marcha asincrónica del motor, enviando de la misma forma una señal de desconexión al interruptor.

Por tanto, para los motores existen las siguientes señales de entrada:

1. Señal de conexión del campo (1)
2. Señal de desconexión del campo (1)
3. Relés de Cortocircuitos (3)
4. Relés de Sobrecargas (1)
5. Relé de tensión mínima (1)
6. Relé de arco eléctrico (1)
7. Relé de Marcha Asincrónica (1)
8. Relé de chequeo de la bobina de cierre

9. Relé de chequeo de la bobina de apertura

10. Pérdida de la corriente directa.

De la misma forma existen las siguientes señales de salida:

1. Indicación de disparo por cortocircuitos (1)
2. Indicación de disparo por cortocircuito a tierra (1)
3. Indicación de disparo por sobrecarga (1)
4. Indicación de fallo en el circuito de mando (1)
5. Indicación de Interruptor conectado (1)
6. Indicación de Interruptor desconectado (1)

1.7.2. Accionamiento de los interruptores de los transformadores

El accionamiento de los interruptores para los transformadores es más sencillo que para los motores, estos últimos por ejemplo, no poseen interruptor de chequeo de la bobina de conexión, solo poseen chequeo de la bobina de desconexión.

En este caso las señales de entrada son las siguientes:

1. Relés de cortocircuitos (2)
2. Relés de Máxima Corriente (2)
3. Relés de Sobrecarga (1)
4. Relés de detección de arco eléctrico (2)
5. Relé de chequeo de la bobina de apertura
6. Pérdida de la corriente directa.

Las señales de salidas son las siguientes:

1. Indicación de disparo por cortocircuitos (1)
2. Indicación de disparo por sobrecarga (1)
3. Indicación de fallo en el circuito de mando (1)
4. Indicación de Interruptor conectado (1)
5. Indicación de Interruptor desconectado (1)

1.7.3 ¿Qué es la desconexión por arco? Función y Funcionamiento.

La desconexión por arco eléctrico es una protección usada en la **subestación (1RP)** en todos sus armarios. Su función fundamental es: proteger la sección de barra donde ha ocurrido el cortocircuito y enviar una señal al sistema de protección, medición y control.

Al ocurrir un cortocircuito en la barra es accionada una puerta que se encuentra en la parte superior del armario producto a la expansión de los gases provocado por el arco eléctrico, al abrirse la puerta acciona un contacto que dispara el interruptor del armario y el de la entrada de la línea, de igual forma hace accionar el relés *PPIID*, enviando una señal al TP y al relés de señalización PY1, indicando que hay una falla por arco eléctrico. Así cuando el TP censa que hay ausencia de tensión en la barra, impide que el interruptor de enlace (*Figura 1.1*) accione, para que la sección de barra de apoyo no alimente la falla. (*Figura 1.12*). La misión es la siguiente cuando ocurre un cortocircuito en armario sino existiera protección entonces esta dispararla con 0.5 segundos por la protección de la Central Termoeléctrica y esto es insostenible. Esta protección utiliza energía del corto circuito.

Las señales que se desprenden son:

1. Indicador de fallas por arco eléctrico.

2. Señal disparo del Interruptor.



Figura 1.12 Accionamiento del CC por arco eléctrico.

1.7.4 ¿Qué es la Transferencia Automática, (CAR)?

Cuando hay ausencia de tensión en la línea E1, el transformador potencial 1TH detecta la ausencia de tensión en la Sección de Barra I, este transformador 1TH comprueba que el interruptor 1 (*int 1*) este abierto, que la falla de tensión no sea por cortocircuito en barra (*Protección por arco Eléctrico*), ni que ninguno de los relés de protección de los motores y de los transformadores estén activados, porque de ser así, se alimentarían las fallas. Luego que ocurre el proceso de comprobación de la barra, el potencial comprueba que en la sección de barra adyacente (*Sección de Barra II*), haya tensión. Estando comprobadas las situaciones anteriores entonces se procede a la conexión a través del interruptor 3 (*int 3*), de las **Secciones de Barras I y II**. (*Figura 1.13*)

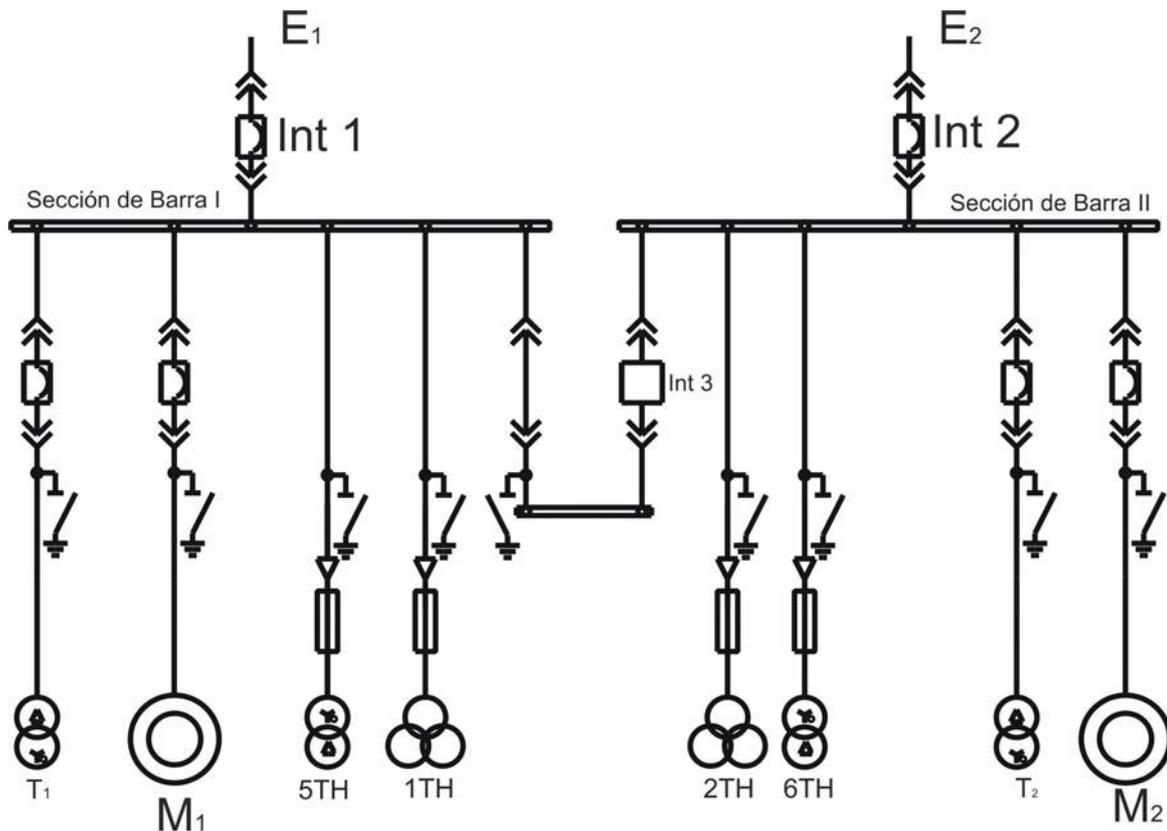


Figura 1.13 Esquema monolineal simplificado del CAR.

A pequeña escala en la figura siguiente representamos el CAR de forma más clara. Donde los interruptores A y B, están cerrados ya que el sistema no tiene fallas figura 1.14a. En la figura 1.14b ya se representa el sistema después que ha realizado la transferencia. Como podemos darnos cuenta al ver las figuras los interruptores A y C están cerrados en esta ocasión sin embargo B esta abierto.

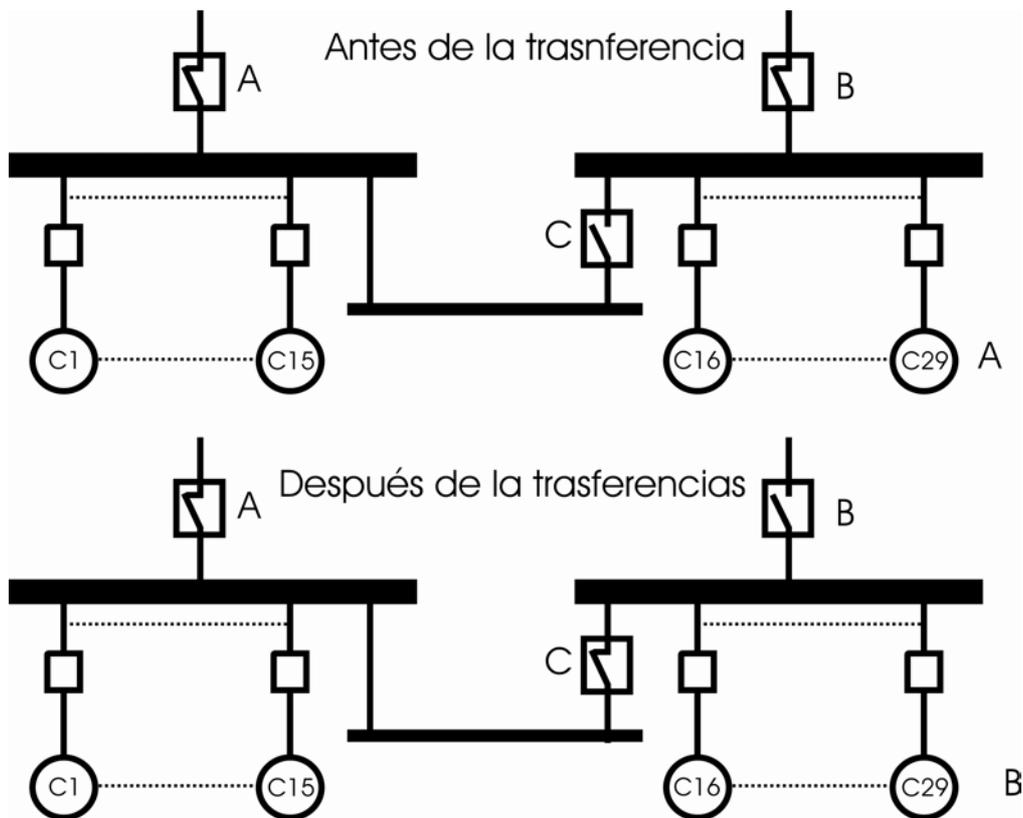


Figura 1.14 a y b Antes y después de la transferencia..

1.7.5. Accionamiento de la descarga instantánea

Uno de los problemas fundamentales de la Empresa es que esta consume 48 MW aproximadamente, de ellos solo genera 12 MW a través de sus turbo generadores y obtiene otros 24 MW del Sistema Electro-energético Nacional, SEN, entonces nos encontramos en uno de los dilemas mayores de los especialistas que operan las subestaciones y plantas. De ocurrir una falla en el SEN, ¿cómo mantener la empresa con la mitad de la generación?

De forma diaria en las operaciones de normales de la Empresa, los operadores de las plantas informan a los despachadores cuales son los principales procesos que están operando por día, estos con lápiz y libreta calculan las potencias de los principales procesos e informan a los operadores, para poder seleccionar el orden de los consumidores que se deben desconectar con esta información se acercan a los armarios de los mismos y accionando un interruptor que se encuentra en la

puerta del armario da la señal para que en caso de ocurrir el fallo en el SEN, los consumidores de tercera línea sean desconectado automáticamente de forma instantánea, a esto se le llama Descarga instantánea (DI).

¿Cómo funciona?

Cuando el SEN presenta una falla por déficit de generación o alguna avería que desconecte al interruptor de aceite que esta en Punta Gorda, el sistema de protección de la entrada de la fábrica detecta la ausencia de tensión y desconecta los transformadores 1T y 2T a través de los interruptores H-310 y H-315 respectivamente. Cuando ocurre esta desconexión los turbo generadores (TG) que ella tiene deben asumir 12 MW, que van a alimentar los principales consumidores desconectando así los consumidores de tercera línea de forma automática. (ver figura 1.15)

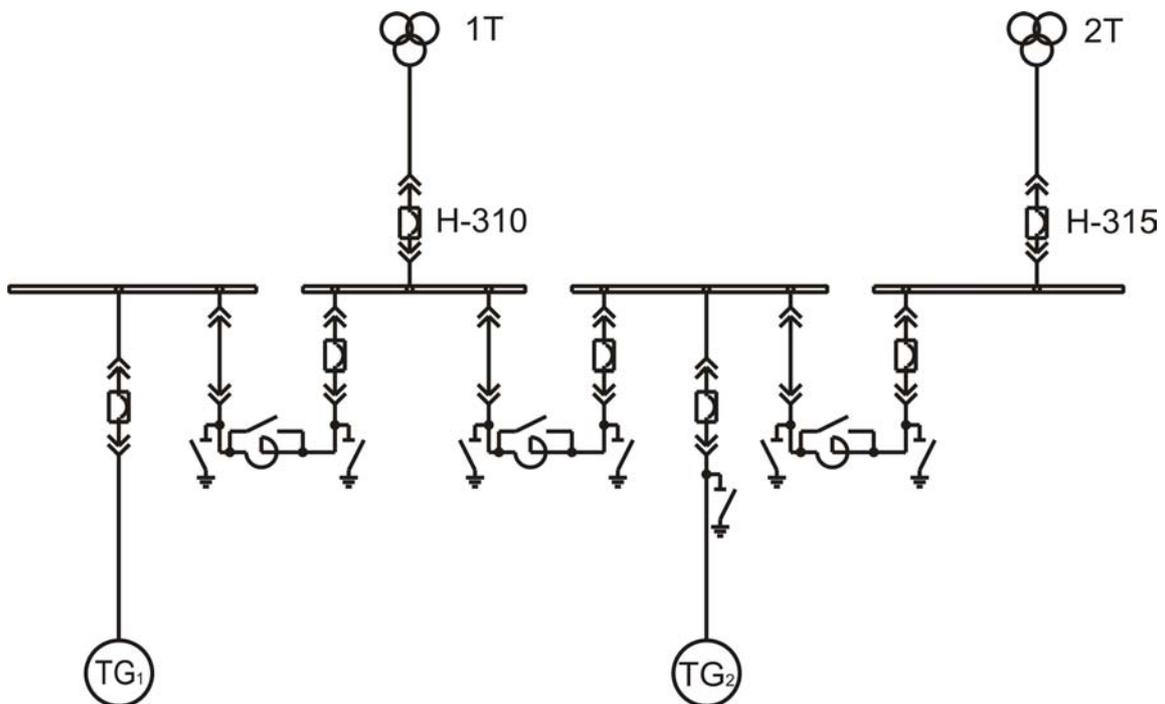


Figura 1.15 Esquema representativo de la descarga instantánea

1.7.6. Accionamiento de la descarga por frecuencia

La **Descarga por Frecuencia (DAF)** tiene gran similitud con la DI, la diferencia es que su funcionamiento es mantener la frecuencia del sistema interno en 58Hz.

¿Qué significa esto?

Luego de accionar la DI, el sistema eléctrico de la fábrica queda con un margen de error ya que si los consumidores que están conectados sobrepasan de los 12 MW, la frecuencia del sistema tiende a disminuir por debajo de 58 Hz, entonces es cuando la DAF envía una señal que dispara a otros grupos de consumidores que también son seleccionados por los operadores de la subestación. De persistir la frecuencia por debajo del valor antes mencionado, entonces nuevamente el segundo nivel de la DAF manda a desconectar otros consumidores. Se piensa que luego de la segunda desconexión ya el sistema está en óptimas condiciones de funcionamiento.

Las señales que se utilizan preferiblemente son:

1. La señal del relé de frecuencia.
2. La señal de la llave que indica cada consumidor.

La señal de salida es una sola, esta dispara al interruptor.

1.8. Estado Actual

Esta **subestación** fue diseñada por una tecnología soviética que para su tiempo fue muy moderna, pero en la actualidad está obsoleta. La mayoría de los dispositivos son analógicos y de difícil mantenimiento.

En la actualidad, luego de 20 años de explotación la subestación tiene un estado de deterioro avanzado. Desde el punto de vista ambiental las temperaturas en el interior de la edificación alcanzan valores superiores a los 40°C. Desde el punto de

vista técnico muchos de los dispositivos, fundamentalmente los de medición, están deteriorados.

En la figura 1.16 se muestra el panel frontal de uno de los gabinetes que representa una línea de entrada a la subestación. Los vatímetros y varímetros no existen. Los relés de indicación de disparos se bloquean y los bombillos están fundidos.



Figura 1.16. Panel frontal del gabinete 14.

La situación de este panel frontal de la figura 1.16 se repite en muchos de los consumidores, los que aún conservan los vatímetros poseen números muy pequeños que dificultan la visualización de los valores, lo que provoca que los operadores se equivoquen con facilidad.

Esta forma de medición de la potencia consumida es realmente otro aspecto negativo, un operador puede comenzar a visualizar y escribir la potencia de

consumo de un equipo a las 5:00 am, culminando con el último, si trabaja eficientemente, a las 6:30 am.

La DAF y la DI se realizan a través de un sistema de clavijas y ha operado incorrectamente en numerosas ocasiones, produciendo la desconexión de los generadores durante averías en el sistema.

1.9. Conclusiones

La **subestación 1PII** alimenta directamente a 4 plantas de producción de la Empresa del Níquel ECG (*Hornos de reducción, Lixiviación y Lavado, Calcinación y Sínter y Secaderos*), además existen consumidores de la planta de Cobalto, torre de enfriamiento, recuperación de amoníaco y los edificios administrativos. Es una subestación de vital importancia para mantener la continuidad en la producción.

Los instrumentos de medición están en muy mal estado varios gabinetes no poseen vatímetros y las lámparas de señalización están fundidas. Los relés de señalización se bloquean con facilidad.

Los dispositivos de protección y control son obsoletos, todos analógicos y con una elevada interconexión en los gabinetes que propicia la falta de mantenimientos y la inseguridad en las operaciones.

Los motores, en la mayoría de los casos, están protegidos contra cortocircuitos, sobrecargas simétricas y autoarranque. Mientras que los transformadores están protegidos contra cortocircuitos internos y externos.

Los esquemas de las conexiones automáticas de reserva CAR son muy complejos, así como los esquemas de control de los interruptores de mando. En cada interruptor existen varias señales de desconexión algunas provenientes del campo.

Capítulo II

Planteamiento de las variantes de modernización.

2.1 Introducción

Las industrias del Níquel en el territorio de Moa poseen sistemas de protección, medición y control poco confiables y caducos por los años de explotación. Muchos de ellos se corresponden con tecnología soviética del siglo pasado.

Por las condiciones de período especial y más aún por las condiciones de bloqueo económico, una gran cantidad de industrias en el país presentan estas mismas condiciones tecnológicas atrasadas. En la actualidad, a partir de la recuperación económica, se está desarrollando un proceso de modernización de los sistemas eléctricos tanto en los sistemas de potencia como en los sistemas industriales.

La tecnología de las protecciones eléctricas ha avanzado mucho desde las primeras tecnologías electromagnéticas de los años 30 y 50 hasta la fecha. En la actualidad modernos dispositivos electrónicos inteligentes de protección, concentran en una sola unidad las protecciones, la medición y el control necesario para un sistema dado [1][2].

2.2 Generalidades de las estrategias

Si se hace un análisis detallado de las tecnologías actuales [13], las no tan actuales y las futuras, se podrán obtener varias estrategias para llevar a cabo estas modernizaciones industriales.

1. Concentración total
2. Superconcentración
3. Descentralización total
4. Descentralización parcial

2.3 Concentración total

La concentración total es la forma de proteger, medir y controlar sistemas de media y alta potencia, que lleva implícito diagnóstico de fallas, medidas de potencia y funciones de comunicación en un equipo completo.

Desde cada armario de la **subestación** se realizan mediciones de (*I, U, P, Q, S, FP*), además se deben proteger mediante los relees (*50, 51, 50G*), así como controlar el estado de todos los interruptores, (*si están abiertos o cerrados*).

En la actualidad ya existen equipamientos que realizan todas estas operaciones en un solo módulo, protección para motores de mediana y baja potencia.

Esta variante integra todas las funciones de protección que pueden ser necesarias para sistemas medianos y grandes. El alto grado de integración permite la estandarización en un único relé de protección, independientemente de la aplicación. Las entradas de tensión proporcionan los elementos de protección de tensión y potencia, dispone de entradas de transformadores de intensidad de fase para protección diferencial de fase, todos los elementos de protección están incluidos en el relé y pueden ser habilitados. Este diseño hace sencilla la programación.

Un registro de sucesos guarda 40 registros etiquetados en tiempo. La captura de oscilografía de hasta 64 ciclos permite al usuario seleccionar los ciclos pre-falla y pos-falla. También proporciona un sistema de mediciones completas, dispone de una herramienta de simulación para probar el relé sin entrada externa. El relé tiene interfaces de usuarios locales y remotos.

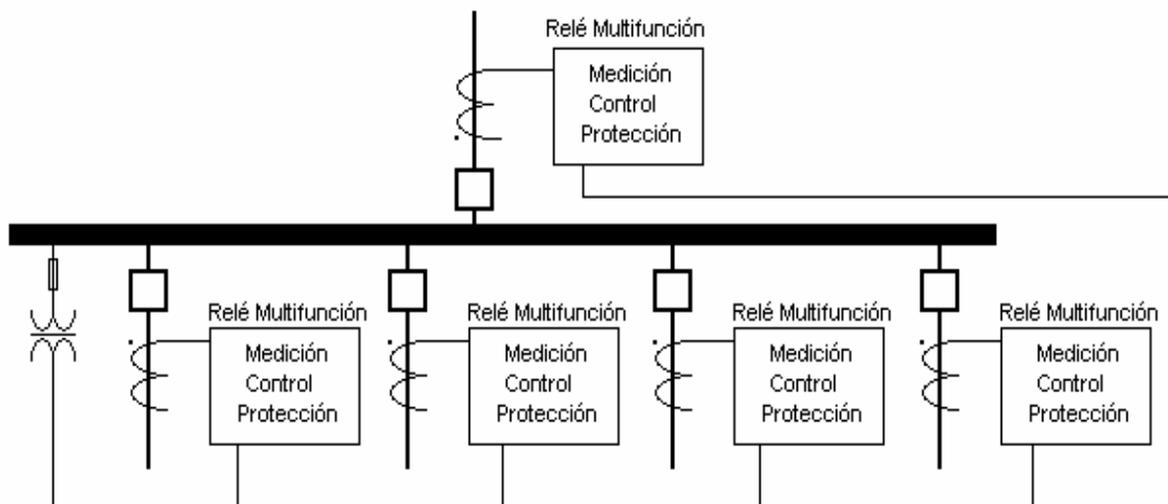


FIGURA 2.1 Esquema simplificado de la variante de Concentración Total

2.3.6 Esta variante posee ventajas y desventajas.

Ventajas:

1. Alta Tecnología
2. Reducción del mantenimiento.
3. Reducido del costo de instalación.
4. Bajo costo de Ingeniería.

Desventajas.

1. Alto costo por Unidad.
2. Pocas reservas en el almacén.
3. Vulnerabilidad.
4. Variabilidad tecnológica.
5. Visualización escasa de las mediciones

Caracterización de las ventajas.

1. Alta tecnología.

Normalmente se habla de alta tecnología, sin adentrarse en cual es su significado. Conceptualmente se puede decir que se refiera a los adelantos científicos no mayor de 3 años. En el caso de la variante mencionada se refiere a la autonomía que puede tener el Sistema Eléctrico de Potencia (**SEP**) que se va a modernizar.

Esta variante de modernización es excelente en este sentido. Cuando se moderniza *SEP* con una concertación total de todos los parámetros que deben ser medidos, controlados y por último protegidos en un solo dispositivos, se puede decir que se tendrá la posibilidad de tomar decisiones en caso de averías, de ocurrir una falla del Sistema Eléctrico Nacional, al estar conectado con todos los relé de igual características, puede seleccionar o informar cuales cargas son las de más importancia, tiene la posibilidad si se ha programado de desconectar las menos importantes permitiendo así compensar las cargas. Mantiene informado de todos los sucesos del sistema y de estar conectado a un PC informa al despacho todos lo que ocurre en tiempo real, a través de gráficas, I (A), V, W var, VA, FP, Hz, Wh, varh demanda. Además guarda en su memoria hasta 40 sucesos diarios, presenta sensores de temperatura, capturas oscilográficas de hasta 64 ciclos, tiene 22 LED señalizadores que indican los diferentes tipos de fallas, un display de hasta 40 caracteres, donde se nombran las posibles fallas del sistema, teclas de control y teclado numérico utilizándola el usuario para comunicarse con el dispositivo, realizarle pruebas en caliente con posibilidad de introducirle clave para diferentes usuarios, dependiendo de la autoridad del mismo. La comunicación de este dispositivo con otros es a través del puerto RS-232, este permite que exista una autonomía entre los diferentes relé de protección digital, comunicándose entre ellos.

2. Reducción del mantenimiento.

Siempre que modernizamos de debe analizar cuales son las ventajas y desventajas con la tecnología anterior. Una de las principales ventajas que tenemos es la reducción del mantenimiento.

¿Qué significa esto?

Primero se debe decir que la tecnología que le anticipa a esta, como se había mencionado era de los años 70, teniendo mayor período de mantenimiento viéndose en la necesidad de movilizar mayor cantidad de personas. Uno de los problemas fundamentales que presentaba esta tecnología en el mantenimiento es la existencia de diferentes relés físicos (*Figura 1.2*), debiéndose desconectar cada relé para poder realizarle los ajustes, lo que provocaba mayor periodo de tiempo que el consumidor protegido estaría desconectado.

Sin embargo con el equipamiento que se menciona en esta variante es muy sencillo el mantenimiento ya que se necesitarían 2 o 3 especialistas, los que solo se encargarían de buscar el dispositivo para llevarlo al laboratorio, cuando este es extraído solo dejaría al consumidor sin protección, medición y control, por un corto periodo de tiempo, ya que este consiste un una unidad extraíble con cortocircuito automático de los Transformadores de Intensidad TI y caja. (*figura 2.2*)



Figura 2.2 Ejemplo de un relé multifunción modular.

3. Reducido costo de instalación.

Considerando la importancia de cada consumidor en la subestación, es digno de analizar el tiempo de instalación de esta variante. La instalación es tan sencilla que el tiempo esta estimado con una demora como mínimo una jornada laboral de 8 Horas. Permitiendo así restablecer al consumidor en el SEP en menos de 24 Horas.

La conexión de este dispositivo al SEP a través del cableado es de fácil manejo para los especialistas, ya que como el equipamiento es modular la distribución de los cables es sencilla, permitiendo así no tener margen de error.

4. Bajo costo de Ingeniería.

Esta variante de protección permite que a la hora del montaje tanto los proyectistas como los técnicos no cometan tantos errores. Además estos permiten reducir en gran medida la compilación de los planos, ya que tienen aplicaciones específicas donde los ingenieros solo deben fijarse en el manual del equipo para colocarlos en el lugar que estos deben ir, con márgenes de errores mínimos.

Caracterización de las desventajas.

1. Alto costo por unidad.

Es importante analizar que el costo de estos dispositivos es muy elevado y normalmente no están hechos a la medida de las protecciones, utilizándose solo el 10% del mismo.

Como podrán observar en la figura 2.3 este dispositivo tiene aproximadamente 23 funciones de protecciones y de ellas solo se están utilizando 3, lo que nos demuestra lo planteado con anterioridad y por tanto su costo es demasiado elevando para la únicas funciones que están utilizando.

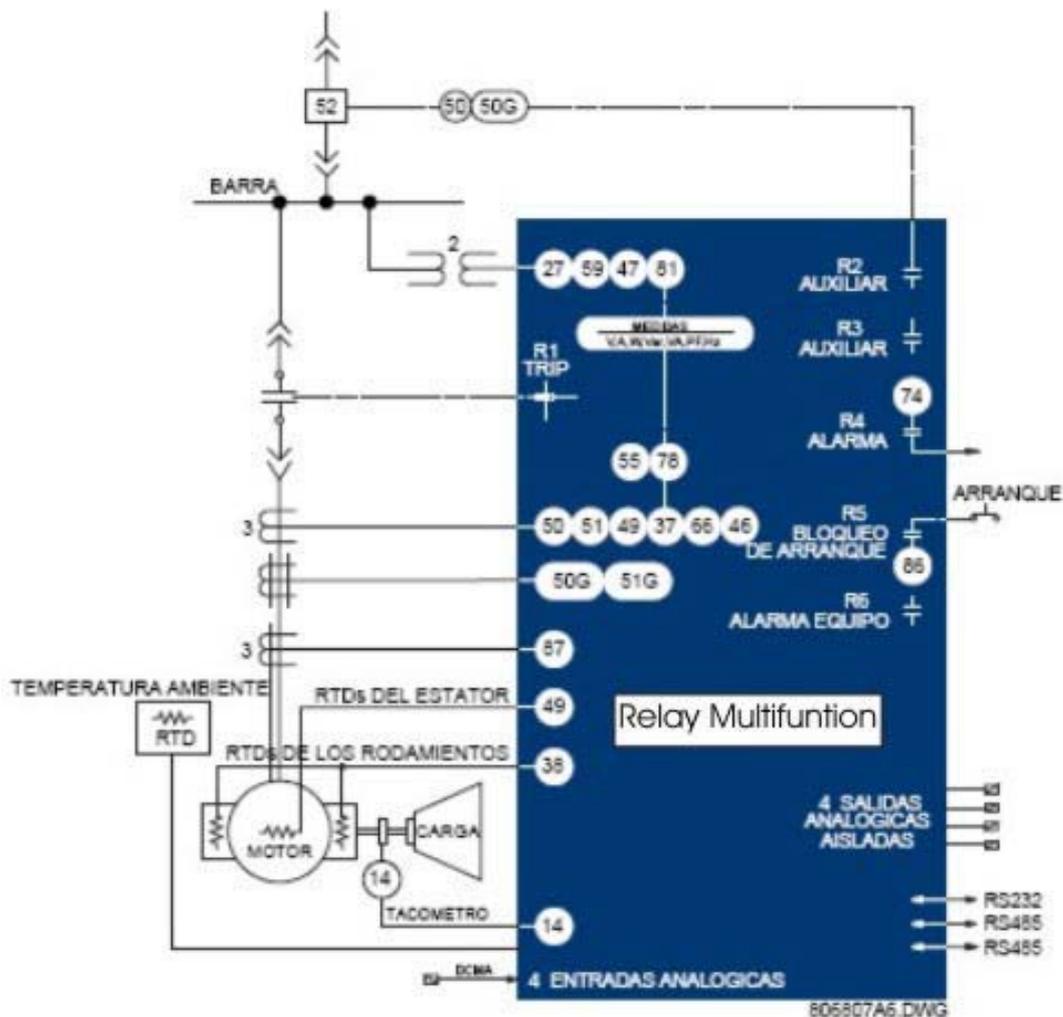


Figura 2.3 Diagrama Unifilar relé multifunción.

2. Pocas reservas en el almacén.

Por el elevado costo de los dispositivos de esta variante, no es posible tener en el almacén inmovilizado por largo período de tiempo, la cantidad suficiente para hacer frete a las posibles averías.

3. Vulnerabilidad.

Como habíamos mencionado con anterioridad, el rele de protección planteado en esta variante de modernización, tiene en el todos los parámetros que se necesitan en el armario, (*Medición, Control, Protección*). Esto provoca de ocurrir un deterioro del equipo entonces se perdería la

Medición, Control y Protección del consumidor al que esta conectado el equipo.

4. Variabilidad tecnológica.

Otro de los problemas al que se están enfrentando los ingenieros es en gran medida a la variedad de consumidores que tiene la subestación, surgiendo la pregunta:

¿Se podrá montar el mismo dispositivo en todos los consumidores por igual?

Al reflexionar sobre esta pregunta nos damos cuenta, que no, porque en esta subestación existen consumidores de gran variedad de potencia, prioridad de protección y lo más importante, no todos son motores o transformadores. Esto implica que se tenga que realizar un análisis detallado de que tipo de relé se debe montar, en dependencia del consumidor es el tipo de relé a colocar. Los que nos pone en la difícil situación de tener, varios relé digitales disponibles en el almacén aumentando así el costo de almacenaje.

5. Visualización escasa de las mediciones.

Estos dispositivos poseen monitores para visualizar los parámetros que se deseen por el usuario u operario, pero son pequeños monitores en los que se dificulta la visualización a una distancia no muy grande. Esto puede provocar márgenes de error a la hora de coger la medida en el dispositivo.

(ver figura 2.4)



Figura 2.4 Montaje de un SR – 469. (observen lo pequeño que es el Display)

2.4 Superconcentración

Empleando la más alta tecnología de hardware abierto se han creado dispositivos que permiten la protección, la medición y el control, de no solo un elemento del sistema sino de varios (figura 2.5).

Es importante mencionar que esta variante de modernización puede controlar hasta 7 armarios de una **subestación**, ya que el diseño que el tiene en su interior así lo permite. Además de realizar todas las operaciones anteriores de medición, control y protección, este es de fácil manejo, permite accionar en caso de fallas por descargas instantáneas o por frecuencias, permitiendo compensar cargas con mayor facilidad, entre los dispositivos existe comunicación realizando una selección adecuada a la hora de desconectar cargas, siendo un sistema redundante, es modular permitiendo instalar dispositivos a la medida.

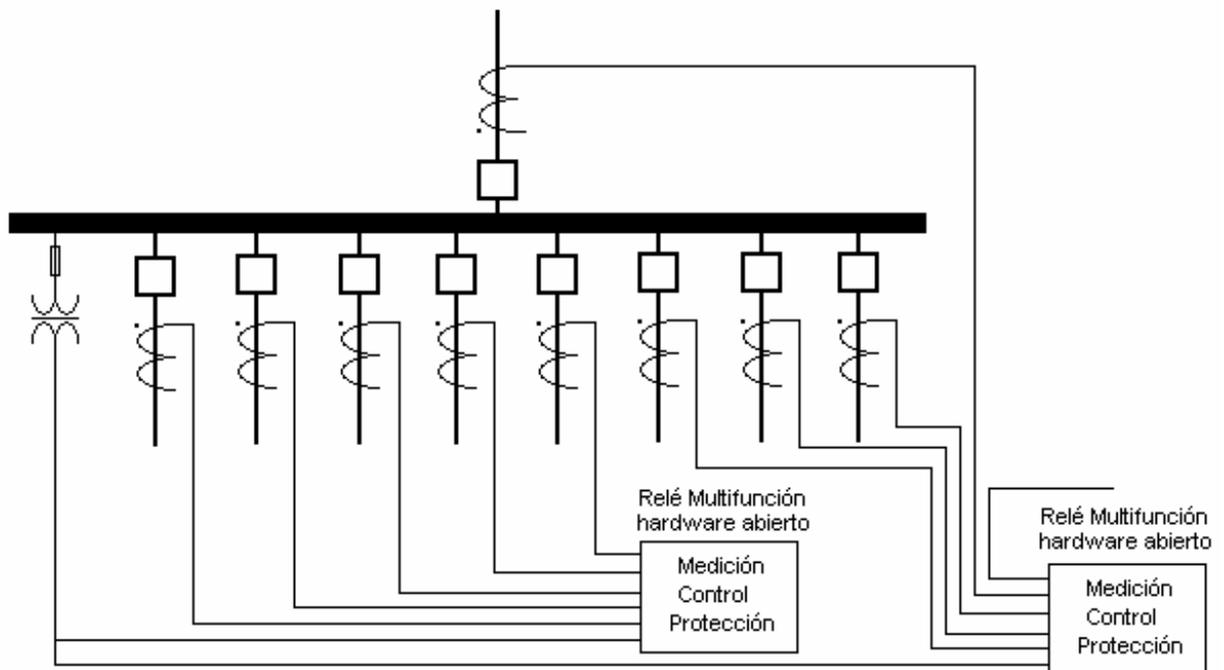


FIGURA 2.5 Esquema simplificado de la superconcentración.

Esta variante posee ventajas, que se pueden enumerar de la forma siguiente:

1. Alta tecnología.
2. Reducción del mantenimiento.
3. Reducido costo de instalación.
4. Bajo costo de Ingeniería.
5. Estandarización de los equipos.
6. Modularidad.

Pero al mismo tiempo tiene desventajas:

1. Alto costo.
2. Vulnerabilidad.

Ventajas:**1. Alta tecnología.**

Es digno de admirar la rapidez que han alcanzado la ciencia y la técnica, es maravilloso ver como ya los dispositivos eléctricos, tanto de protección, medición, control se comunican con una computadora e interactúan con ellas, además de registrar los eventos que se están desarrollando en tiempo real, en un SEP.

Esta variante de modernización es prácticamente algo novedoso, tiene en términos informáticos dirección IP el cual permite conectar a una red LAN al dispositivo, presenta conexión con fibra óptica, comunicación por radio, además de que de incluirse un MODEM tiene la posibilidad de conexión con celulares, facilitando así el intercambio de información del dispositivo con usuarios autorizados a manejar los sucesos que ocurren en el SEP donde se encuentran estos.

Una pregunta importante es: *¿Cómo se desarrolla la comunicación y el intercambio de información?*

Es importante decir como se menciona en el párrafo anterior que además de permitir comunicación LAN con un IP que los identifica en la red, el usuario solo tiene que poner el IP de identificación en la Internet Explore y el dispositivo muestra una pagina WEB que se encuentra en su interior prediseñada, con toda la información que esta registrando el equipo en ese momento, así como cuantos armarios están conectados, además de todos los parámetro de medición que realiza el dispositivo. Estas características hacen que tecnológicamente esta variante sea más eficiente y más novedosa que todas las otras. (ver fig 2.6)

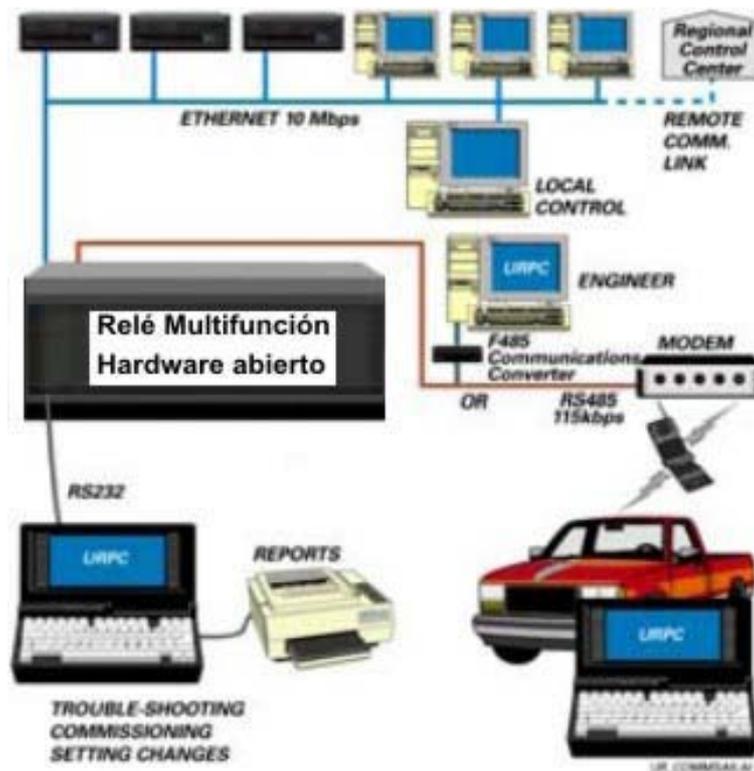


Figura 2.6 Opciones de comunicación del relé.

2. Reducción del mantenimiento.

Es muy bueno para los ingenieros cuando se habla de superconcentración, ya que esto permite una reducción considerable del mantenimiento. Por su fácil manejo y sus características externas e internas. *ver figura 2.7.*

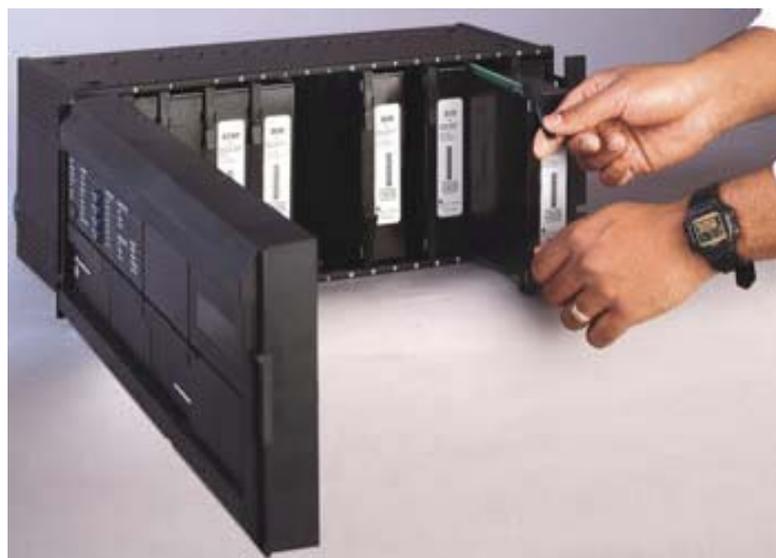


Figura 2.7 Relé UR F35 Modular de fácil manejo

Cuando hablamos de mantenimiento siempre pesamos en lo engorroso que resulta su ejecución, ya que esto equivaldría, a tener que desconectar consumidores que por lo general son de vital importancia en la producción de una empresa. Una de las características de esta tecnología es que se pueden desconectar modularmente, es decir, desconectamos las protecciones de forma independiente, permitiendo así, que el equipo no quede totalmente desprotegido cuando se esta dando mantenimiento, empezamos desconectando el relé de protección de sobre corriente instantánea (*ANSI - 50*), quedando como respaldo, Relé de sobrecorriente de tiempo (*ANSI - 51*) y Relé de sobrecorriente de tiempo de tierra (*ANSI - 51G*), quedando los armarios protegidos. (*var fig 2.7*)

3. Reducido costo de instalación.

Dada las características de este dispositivo ver figura 2.7 y 2.8, y el lugar donde se pretenden instalar, este tiene un costo de instalación considerablemente reducido, ya que recordando que solo es un dispositivo, que controlará, protegerá y medirá hasta 7 armarios nos da una medida que el grado de facilidad de conexión del dispositivo garantizando así que se inviertan pocos recursos a la hora de la instalación. Además por la facilidad de instalación ellos solo se demorarían en instalar de 2 a 3 días.

Uno de los motivos del bajo costo de instalación es la fácil distribución de las conexiones con el sistema ver figura 2.8. En esta figura se muestra con mayor claridad la facilidad de instalación que presenta. Como verá este conecta hasta 5 armarios todos con el neutro aterrado, pero si analizamos la situación de la empresa que presenta neutro aislado nos damos cuenta que los TC de ella están conectado en las líneas A y C, con un toroide colocado alrededor de las 3 líneas, puede llegar ha conectar 7 armarios.

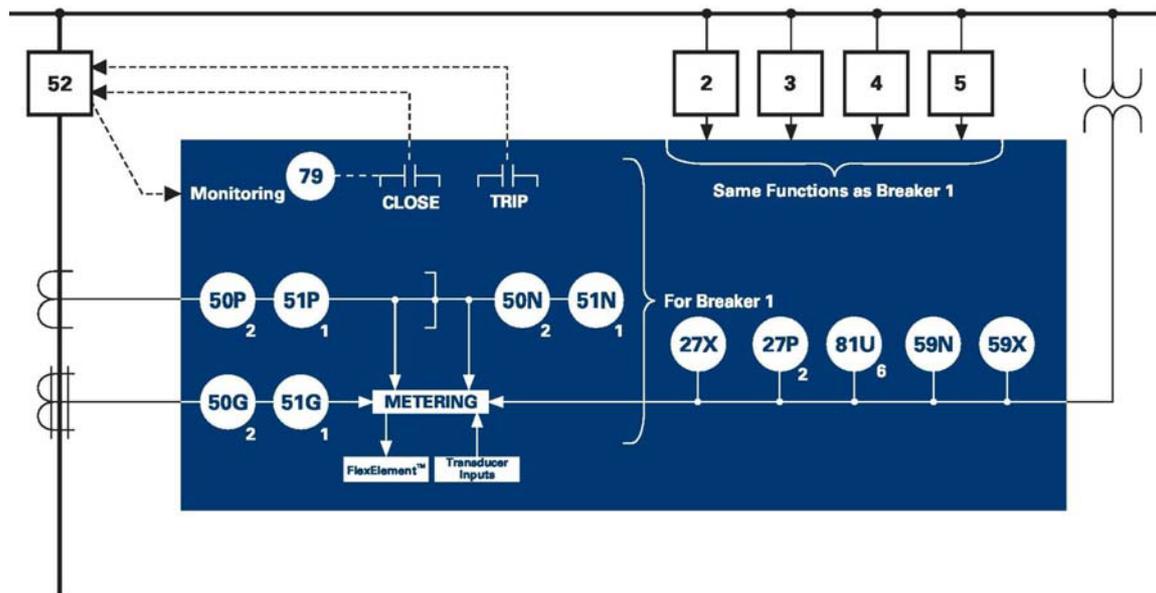


Figura 2.8 Diagrama simplificado um relé multifunción com Hardware abierto.

4. Bajo costo de Ingeniería.

El único problema al que se enfrentarían los ingenieros en esta variante es la posición donde se pretendería colocar el dispositivo dentro de la **subestación**. Ya que este controlará de 5 - 7 armarios simultáneamente y en la actualidad las protecciones existentes en el lugar son por consumidor, provocando así una transformación en el medio ambiente del lugar.

Por lo demás este equipos es de fácil instalación ya que su estructura esta diseñada para un fácil entendimiento de los técnicos e ingenieros. (Anexo II)(F35).

5. Estandarización de los equipos.

Dada las características de estos se puede hablar de la posibilidad que tendrá la empresa de comprar un solo modelo, ya que este dispositivo puede proteger tanto a trasformadores como a motores y líneas permitiendo mantener una estandarización de los dispositivos.

6. Modularidad.

Estos equipos funcionan con la combinación de varios módulos, por tanto se pueden tener respaldo de estos en los almacenes. *Ver figura 2.7*

Desventajas:

1. Alto costo.

El costo de esta tecnología es bastante elevado dado el grado de modernidad, pero si analizamos que este controlaría a más de un consumidor nos damos cuenta de que a medida que el tamaño de la subestación aumenta el costo de inversión disminuye, posibilitando reservas en el almacén, que la modernización de la subestación sea lo más rápida posible.

2. Vulnerabilidad.

El gran problema de esta variante de modernización, cuando el CPU tiene alguna falla, los consumidores quedarían sin protección, medición y control hasta que los operadores o ingenieros cambien el CPU. Pero el dispositivo cuando presenta alguna falla, empieza a enviar señales que indican su mal funcionamiento, además al desconectar el dispositivo por tener características modulares y ser unidades extraíbles con cortocircuito automático de los TI y caja, permitiendo que el consumidor se mantenga sin las protecciones, mediciones y control pero funcionando hasta que los operadores realicen el cambio.

2.5 Descentralización total

A partir del desarrollo del Bus de Campo se han construido dispositivos de medición, protección y control que se conectan a un BUS y se transmiten información entre ellos y hacia una PC remota. Este desarrollo ha alcanzado hasta los propios transformadores de corrientes, sensores, analizadores de red, relés, PLC, etc.

Esta tecnología propone una descentralización total de los sistemas. Para controlar un interruptor serían necesarios varios equipos pero todos con un funcionamiento autónomo.

Ventajas:

1. Alta tecnología.
2. Baja vulnerabilidad.
3. Bajos Costo por unidad.
4. Reservas en almacenes
5. Flexibilidad para la ampliación.

Desventajas:

1. Costo de ingeniería.
2. Nuevos TC y TP
3. Vulnerabilidad

Ventajas:

1. **Alta tecnología.**

La alta tecnología de esta variante consiste fundamentalmente en que al descentralizar todos los elementos totalmente tendríamos como primer punto, decir que cada uno de los dispositivos tendrían autonomía total ya que por ejemplo el transformador de corriente tendría la posibilidad de detectar si en su interior presenta algún problema, este a su vez enviaría una señal al PLC el que se encargaría de determinar que tipo de avería podría estar sucediendo en el TC o TP. El PLC a su vez se encargaría de enviar otra señal a los relee de protección para que se desconecte según el tipo de falla que este ocurriendo en los TC o TP al mismo tiempo del accionamiento de la protección este envía un informe a la PC remota, dando un parte de todos los sucesos que están ocurriendo en la subestación. De esta misma forma ocurre con cada elemento tanto de protección como de medición.

2. **Bajos Costo por unidad.**

El costo por unidad es relativamente bajo ya que cada equipo de estos de forma individual con excepción del TC y TP es bajo.

3. **Reservas en almacenes.**

En este caso, luego de realizarse la inversión y desprendiendo los TC y TP de tenerlos como reservas en el almacén, el costo por equipo es mucho más barato, es decir al lograrse una estandarización en la subestación se puede tener reservas modulares en el almacén. Ya que los dispositivos de medición son todos iguales, solo en algunas ocasiones variarían los de protección, además se utilizaría el mismo PLC para el control donde este se tenga que ubicar.

4. **Flexibilidad para la ampliación.**

Cada equipo puede cambiarse por uno más moderno sin que eso represente un cambio total y radical de la tecnología.

Desventajas:

1. **Costo de ingeniería.**

Es válido analizar que independientemente de la tecnología de punta que podamos tener para modernizar una instalación, es necesario la proyección y diseño de esta que normalmente es mucho más costosa a medida que los ingenieros tienen que invertir mucho tiempo debido a la complejidad de su diseño.

2. **Nuevos TC y TP.**

Los TC y TP dentro de una subestación es casi primordial ya que estos se encarga de realizar la transformación necesaria para que los dispositivos de medición y control funcione correctamente en la actualidad existen los llamados TC y TP inteligentes que son los que en su diseño traen protecciones que detectan fallas en el aislamiento, cortocircuitos en el

bobinado, en ocasiones hasta ya traen los dispositivos de protecciones que ellas necesitan localmente.

En esta variante de modernización es necesario uno de estos TC y TP ya que ellos deben enviar una señal al PLC para que este tome decisiones sobre la situación presentada en un momento determinado.

¿Cuál es el problema que en esta situación se hace mas costosa?

Bueno primero después de realizar el análisis pertinente sobre la situación de los TC y TP que se encuentra en la actualidad en la **subestación** están funcionando desde aproximadamente mas de 20 años y de no ser por algunos desgaste del tiempo están funcionando en optimas condiciones esto hace cualquier inversión que se tenga que comprar TC y TP adecuados para una tecnología mucho mas caros, que adaptar los ya existentes a sistemas que permitan la utilización de los que se encuentran en ella.

3. Vulnerabilidad.

A pesar que presenta pocas vulnerabilidades es importante mencionar que el BUS presenta algunos defectos que detienen el buen funcionamiento del sistema esto hace que este sistema pueda verse en situaciones difíciles.

2.6 Descentralización parcial

Existen equipos, que empleando la misma tecnología del BUS de Campo, permiten descentralizar los sistemas de medición, protección y control en equipamientos por separados que concentren cada sistema.

En esta variante pretendemos demostrar como descentralizando los elementos de un sistema de suministro eléctrico que están encargados de medir, controlar y proteger podemos mantener una línea de modernización acorde con el desarrollo tecnológico, donde todos los procesos y sucesos que ocurren en el Sistema Eléctrico.

Los analizadores de redes se ocuparían de las mediciones. Los relés digitales multifunción a la medida de la instalación se ocuparían de las protecciones. Los Controladores Lógicos Programables (PLC) se ocuparían de las funciones de control que son varias (figura 2.10).

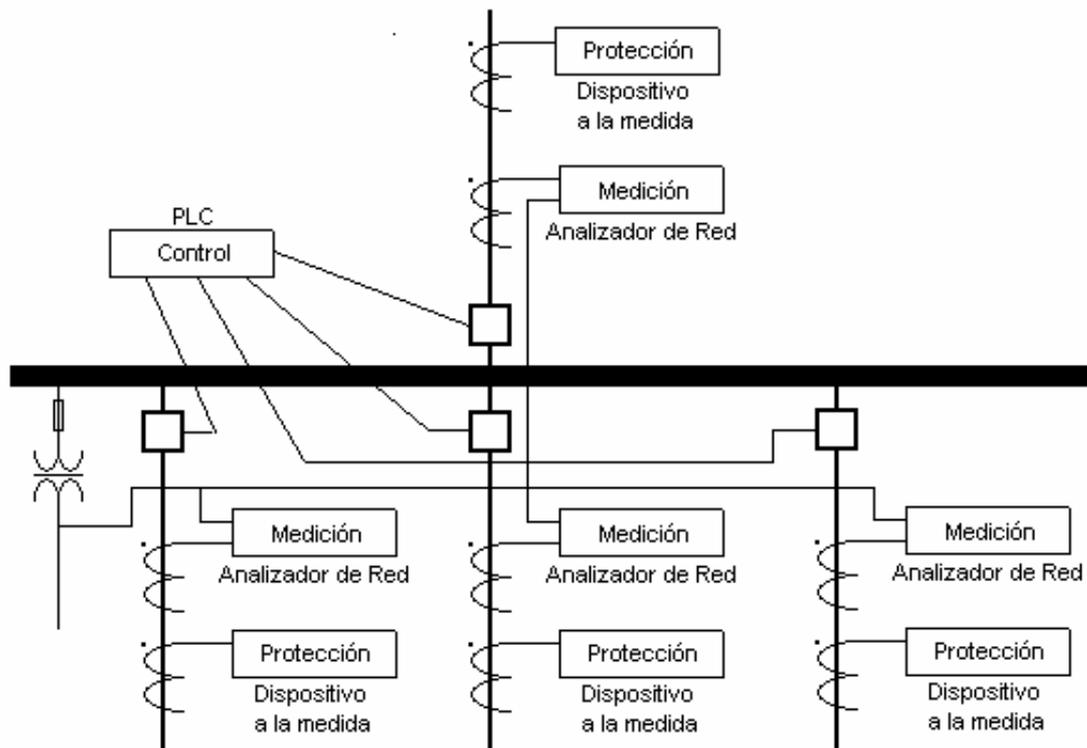


FIGURA 2.9 Diagrama Mono lineal simplificado de la variante de descentralización parcial

Esta variante posee varias ventajas que se pueden enumerar de la forma siguiente:

1. Alta tecnología.
2. Relativamente baja vulnerabilidad.
3. Relativo bajo costo
4. Equipos a la medida.
5. Reservas en almacenes.
6. Flexibilidad para la ampliación.

Pero al mismo tiempo tiene desventajas:

1. Costo de ingeniería.
2. Mucho cableado para la instalación

Ventajas:**1. Alta tecnología.**

Esta tecnología a pesar de no estar acorde con los eventos científico donde todos dispositivo existente en la actualidad vienen de forma compacta es decir todos los eventos de control, medición y protección se encuentran en el mismo dispositivo pero este a su vez por estar acorde con el desarrollo global, los precios de adquisición de estos es demasiados elevados.

Esta variante de modernización es tan elevada como esos dispositivos compactos ya que esta desarrolla todos lo eventos que los anteriores pero utilizando dispositivos por separados.

Protección:

En el caso de las protecciones se pretende utilizar un dispositivo hecho a la medida es decir que tenga las protecciones Relé de sobrecorriente instantáneo (50), Relé de sobrecorriente de tiempo (51), Relé de sobrecorriente de tiempo de tierra (51G). Este a su vez será relé basado en plataformas de microprocesadores, además tiene comunicación a través del los puertos de RS – 485, RS – 422 permitiendo incluirle un accesorios que permiten redes LAN, presenta comunicación entre todos sus dispositivos de protección figura 2.11, con protocolo ModBus y otros.

Medición:

Utilizaremos analizadores de redes para mediciones de alta precisión, cuyo fin es controlar la supervisión de los principales parámetros eléctricos en redes trifásicas, de tres o cuatro hilos.

Las mediciones se realizan en verdadero valor eficaz (TRMS), mediante tres entradas de tensión y neutro, tres entradas para la conexión de transformadores de corriente exteriores.

Estos analizadores además de mostrar por display transmitir por comunicaciones todas las magnitudes eléctricas medidas y/o calculadas, incorporan la función contador, siendo capaces de almacenar en su memoria interna la energía consumida y generada de la instalación, incluso ante ausencia de alimentación auxiliar.

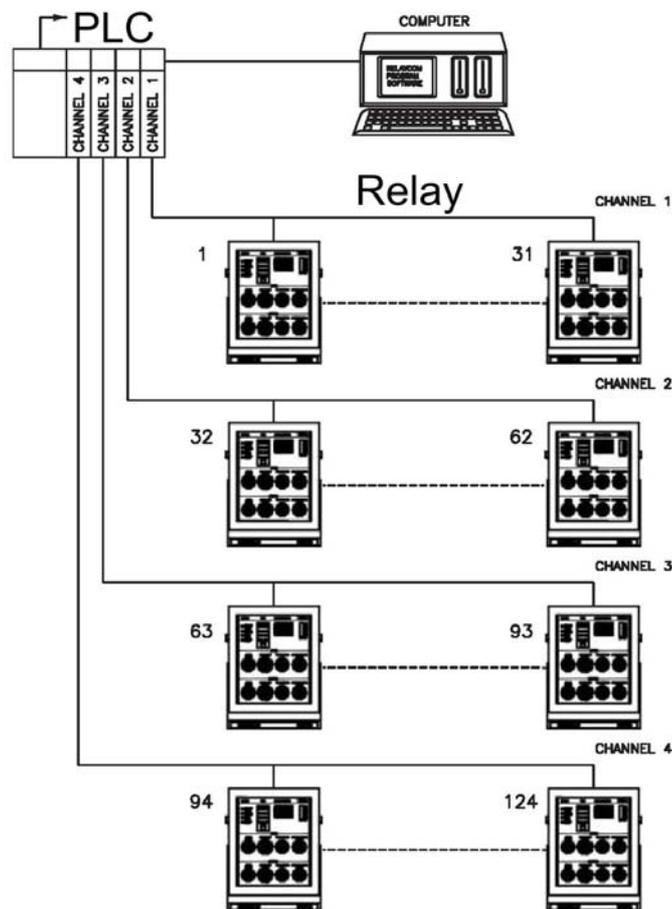


Figura 2.10 Representación del control de las protecciones a través del Control.

Además este dispositivo permite integrar la función de marcado de horario mediante una programación que permite, luego de programar la función cada cierto intervalo de tiempo registrar toda la información del SE como es, la energía activa, reactiva inductiva, reactiva, capacitiva y aparente.

Estos son extraíble o modulares, los que pueden dotárseles de funciones adicionales, ya que según la carta de expiación del analizador escogido tiene la posibilidad de poseer I/O analógicas (funciones multi-convertidor), I/O digitales (funciones central de alarmas o generación de impulso /kWh), las cuales son asociables a cualquier parámetro eléctrico medido o calculado.

Debido a la gran cantidad de información que ofrecen estos dispositivos, están dotados de diferentes protocolos de comunicación (RS – 323, RS – 485, MODEM RTB, MODEM GSM, Radio (Modbus RTU, Profibus DP y Metasys N2 y por ultimo Ethernet (WEB o XML)).ver fig 2.11



Figura 2.11 Ejemplo de una conexión de analizadores de redes con PLC.

Control:

Como se abra visto en la figura 2.10 y 2.11 se pretende controlar es SE con PLC para garantizar que todos los dispositivos tengan una dirección y trabajen de forma organizada.

La tecnología PLC es totalmente autónoma ya que luego de programarse los eventos que esta debe desarrollar todo funciona de forma automática, garantizado n desenlace mayor cuando el sistema se avería o es expuesta alguna situación de las que en su programación no esta conectada.

En cuanto a la comunicación podemos decir que todos los PLC tienen garantizada las comunicaciones en todos los protocolos a través del (RS – 323, RS – 485, MODEM RTB, MODEM GSM, Radio (Modbus RTU, Profibus DP y Metasys N2 y por ultimo Ethernet (WEB o XML)). Esto garantiza una interrelación entre SCADA y todos los otros elementos SE.

2. **Relativamente baja vulnerabilidad.**

La vulnerabilidad del sistema es de los problemas mayores al que un diseñador de cualquier sistema se tiene que enfrentar, ya que depende mucho si el sistema puede reponerse con gran rapidez en caso de averías en uno de los dispositivos. Este problema es tan importante como mismo diseño ya que de aquí depende la eficiencia del SE. Debemos tener en cuenta que dispositivos conectados al sistema de medición, protección y control, se afectan de no reponerse rápido el sistema.

En esta variante podemos decir que la vulnerabilidad es relativamente baja ya que todos los dispositivos de medición, control y protección se conectan al SE de forma separada.

En el caso específico de la protección podemos decir que, debido a su forma modular este al averiarse, fallar o en caso de mantenimiento con solo desconectar el dispositivo y colocar otro del mismo tipo ya se resuelve el problema. *Ver figura 2.13.*

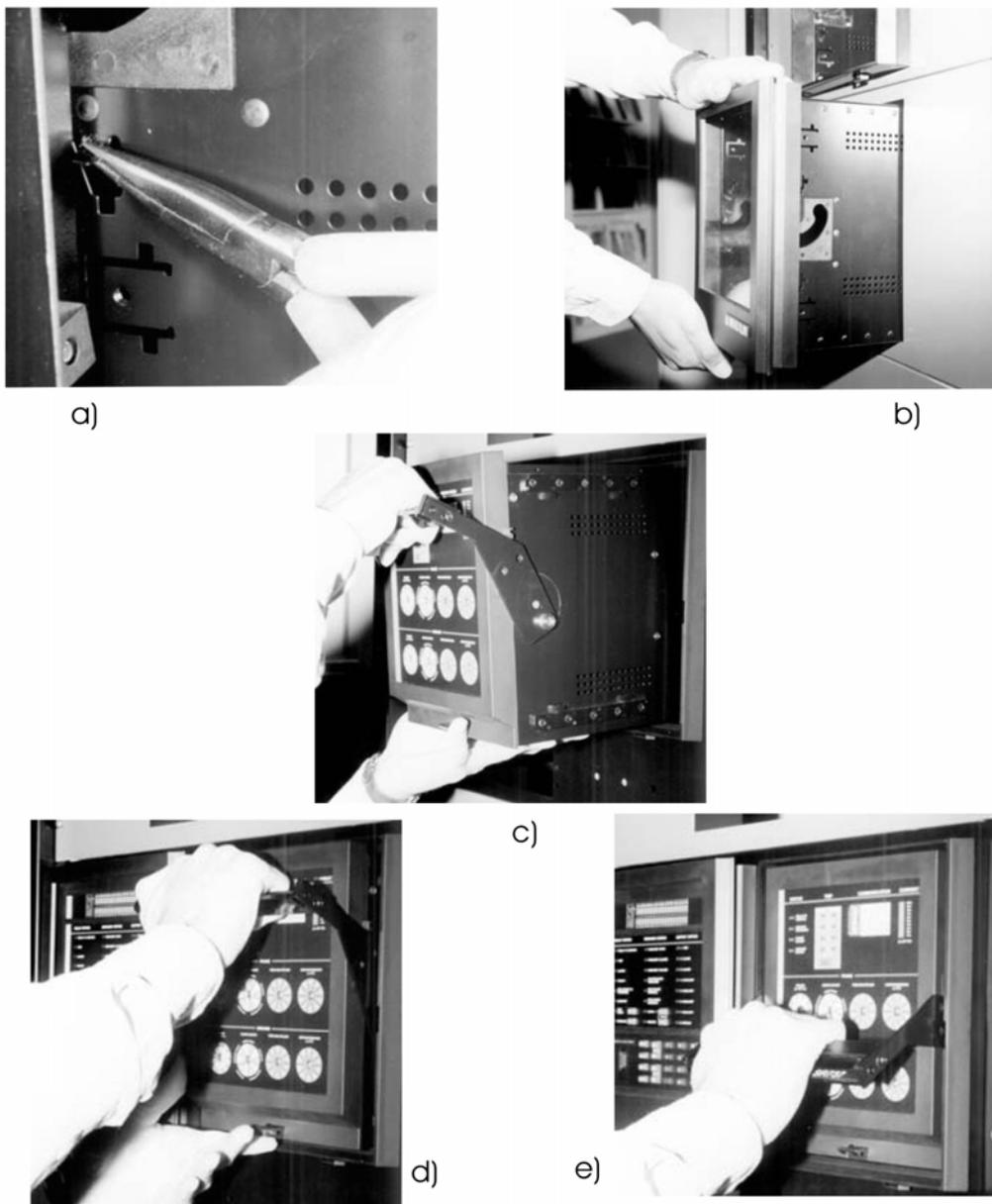


Figura 2.12 a) Preparando la caja donde se colocara el relé. b) Colocación de la caja, c) Colocando el relé. d) y e) Colocando el seguro del dispositivo de protección.

Medición:

En el caso de la medición ocurre lo mismo que los dispositivos de protección ya que estos también son modulares y a la hora de colocarlo en el armario se realiza a través de caja lo que posibilita el fácil manejo y en caso de averiarse es fácil cambiarlo.



Figura 2.13 Dorso del analizador de redes.

Control:

En el caso específico de los PLC podemos decir que esto está en total redundancia lo que quiere decir que en caso de fallas de ellos el PLC adyacente a él asumirá temporalmente el control del SEP mientras los técnicos cambian el deteriorado por uno nuevo. Este sistema de redundancia también posibilita el fácil manejo a la hora de dar un mantenimiento. Es importante significar que cuando estos problemas ocurren, el PLC tiene la opción de enviar un mensaje al despacho informando que hay averías en el sistema de control, medición y protección.



Figura 2.14 Ejemplo de una conexión de los PLC con redundancia.

En la figura anterior se muestra la interrelación entre los PLC con los otros elementos del SEP. Donde las líneas de color azul representan la redundancia del PLC en caso de averiarse uno de ellos, las de color verde claro representan conexión entre los PLC y PC controladora del sistema y por ultimo la de color verde fuerte es la posible conexión entre el sistema de medición, y protección con el control es decir los PLC.

Debemos aclarar que cada PLC puede tener tantos dispositivos de medición y protección admita el PLC seleccionado.

3. **Relativo bajo costo.**

El costo de una inversión es necesario tenerlo siempre en cuenta para estar seguros de que trae beneficios para la empresa que se pretende modernizar.

Esta variante de modernización presenta un relativo bajo costo de inversión ya que al descentralizar los dispositivos, los ingenieros proyectistas tienen la posibilidad de comprar equipos a la medida deseada permitiendo así que los dispositivos a utilizar sean relativamente menos costosos que en otras variantes como son la 1, 3.

4. **Equipos a la medida.**

En una subestación donde están conectados diferentes consumidores como son: *motores, transformadores, alimentadores, etc.* Se podría pensar que se deben colocar diferentes dispositivos para realizar las mediciones, controles y protecciones de cada uno.

En la variante antes expuesta se tiene que las mediciones y controles son realizados por dispositivos de iguales características, ya que se emplearían analizadores de redes y PLC respectivamente.

Sin embargo cuando tenemos que hablar de protección se complica la situación, ya que si analizamos elementos por elemento del sistema nos

encontramos con la dificultad de que todos los dispositivos no utilizan las mismas protecciones, lo que complicaría más el diseño del SEP.

5. **Reservas en almacenes.**

Uno de los mayores problemas que encontrábamos en las otras variantes es que por el elevado costo de la alta tecnología que unía en su interior todos los elementos de medición, control y protección, no se podía tener reservas en el almacén, es decir que si se rompía un dispositivo había que recurrir en ese momento a la compra del mismo.

6. **Bajo costo de la Tecnología.**

Bueno este problema es resultado de cierta manera en esta variante, ya que al descentralizar la mediciones, de las protecciones y controles no dependemos totalmente de un solo dispositivo. En ocasiones solo se averiaba uno de los elementos del dispositivo compacto y ya había que sustituirlo por otro nuevo. Sin embargo aquí todo está separado permitiendo cambiar los elementos dañados sin afectar a otros dispositivos que están funcionando correctamente.

7. **Flexibilidad para la ampliación**

Grandes problemas ocasionan las modernizaciones en el SEP, ya que esto implica que se deban detener procesos productivos necesarios para la empresa a modernizar.

En esta ocasión se ha solucionado parte del problema ya que como todos los dispositivos están de forma independiente. Esto permite que solo el consumidor se desconecte los minutos que se está colocando la caja a la que está conectado cada dispositivo. (*Ver figuras 2.12, 2.13*)

Desventajas:

3. Costo de ingeniería.

En este universo de constante globalización son los ingenieros proyectistas los principales diseñadores, que permiten que esto suceda. En esta variante de modernización se puede decir que es costosa la proyección de esta variante.

Tenemos dispositivos de forma separada en primer lugar debemos interrelacionarlos entre ellos por separado. Segundo hay que interrelacionar los dispositivos de medición con los de protección y por ultimo controlarlo con los PLC a ambos. Todos esto lleva bastante ingeniería, ya que a cada dispositivos hay que darle prioridad al que la tenga, tomar decisiones en caso de fallas y de ocurrir fallas en el sistema de generación, los PLC deben enviar señales para desconectar de forma automática los consumidores de baja prioridad para así los que tiene mayor importancia en la producción no se vean afectados.

2.7 Conclusiones

Partiendo de una variante de modernización implementada, se analizaron las ventajas y desventajas de cada una, pudiendo concluir que todas son de altas tecnologías, algunas más costosas que otras.

Cuando se estudian o analizan los precios y la gran variedad de tecnologías existentes, nos damos cuenta de que podemos mejorar el trabajo de muchas personas con costos asequibles para países subdesarrollados y esto respondiendo a las exigencias tecnológicas. Además creo que lo expuesto en este capítulo nos da una idea de flexibilidad que se puede tener a la hora de modernizar, analizando los beneficios y perjuicios de estas.

Capítulo III

Valoración Económica.

3 Introducción

En el presente capítulo haremos una valoración de los precios de las variantes anteriores, analizaremos cuales de estas son las mejores económicamente y si responden a los intereses de la empresa donde se tratarán de implementar.

3.1 Concentración Total

Para concentrar todas las exigencias de medición, control y protección de la **subestación 1P11**, se debe escoger un relé del tipo SR-750 o SR – 469. Estos están pensados para la protección de motores de media y alta potencia y equipos asociados. Se han integrado a la protección, diagnóstico de faltas, medida de potencia y funciones de comunicación en un equipo completo, económico y extraíble. (Ver figura 3.1, 3.2 y 3.3) [Anexo III] [SR-469] [SR-750]



Figura 3.1 Dispositivo de Integrador de Protección, medición y control SR - 469



Figura 3.2 Dispositivo de Integrador de Protección, medición y control SR -750

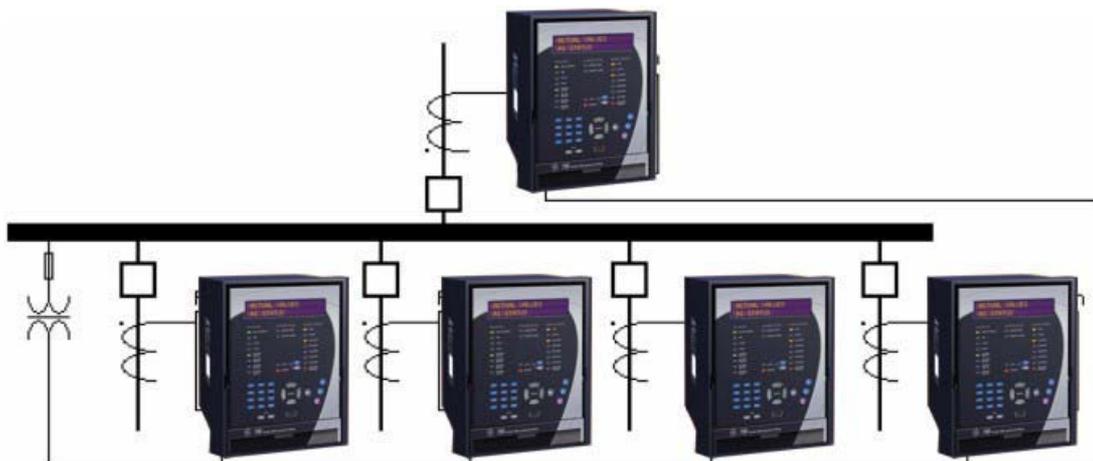


Figura 3.3 Diagrama Simplificado para la Variante de Concentración total.

3.2 Superconcentración.

Empleando la más alta tecnología de hardware abierto se han creado dispositivos que permiten la protección, la medición y el control, de no solo un elemento del sistema sino de varios, como se mostrara en la figura 3.5. Este tendrá características especiales ya que es última tecnología, y por lo tanto presenta todos los tipos de protocolos de comunicación, garantizando que los operadores de subestación, ingenieros, despachadores de la institución y todos aquellos interesados en conocer como esta funcionando el SEP de la empresa.

Estamos hablando de un dispositivo como **UR – F35** de la **GE – Multilin.** (Ver figura 3.4) [Anexo III] [F35]



Figura 3.4 Relé Multifunción F35

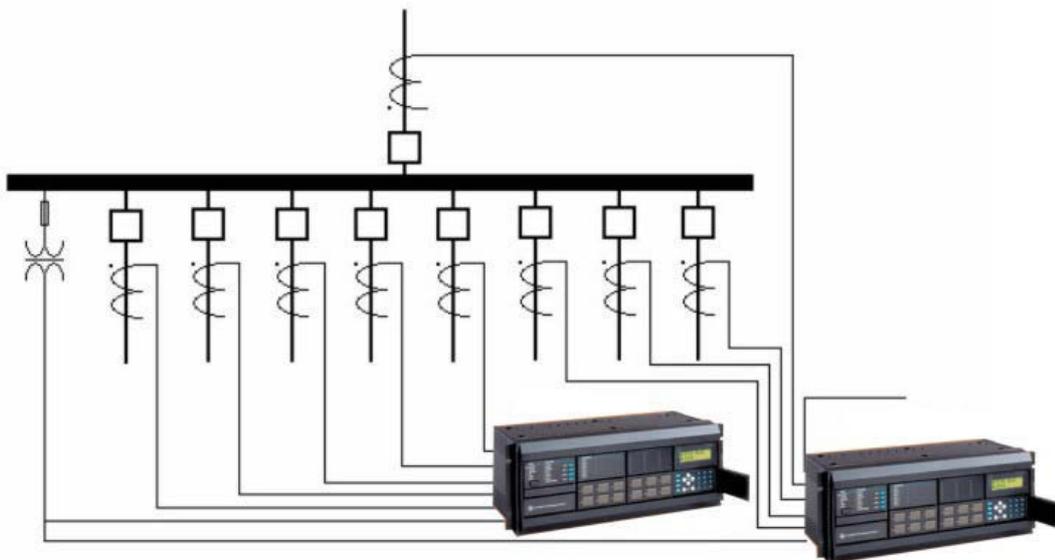


Figura 3.5 Diagrama simplificado de la superconcentración para el caso de estudio.

3.3 Descentralización Parcial

Existen equipos, que empleando la tecnología del BUS de Campo, permiten descentralizar los sistemas de medición, protección y control en equipamientos por separados que concentren cada uno de forma independiente. Esto permitirá entre otras opciones que el sistema no quede totalmente desprotegido que caso de averías. Además al estar los dispositivos de medición, control y protección de

forma independiente permitirá tener reservas en el almacén ya que estos son mucho menos costos. Ver figura 3.6

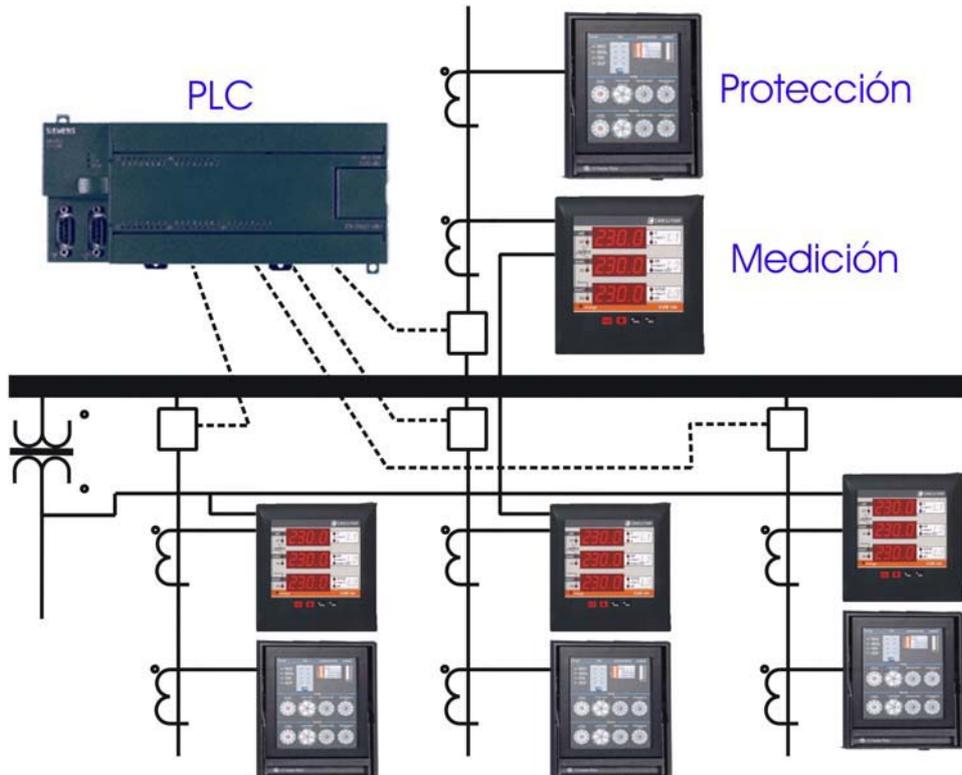


Figura 3.6 Diagrama simplificado del la variante de Descentralización parcial.

Medición:

Los dispositivos de medición que se propone es en CIRCUTOR de la línea CVM – 144 CVM144-ITF-Ethernet. (ver figura 3.6). Es un analizador para la medida y control de parámetros eléctricos y registro de energías (activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva) en redes trifásicas equilibradas y desequilibradas de 3 y/o 4 hilos.

El CVM144-ITF-Ethernet es un equipo modular, de panel 144x144, con la posibilidad de ampliar sus funciones, gracias a su slot de expansión libre (I/O analógicas, I/O digitales (función OR), medición In, medición corriente diferencial,).

La novedad que aporta este analizador, es un Puerto de Comunicación Ethernet estandarizado 10BaseT y/o 100BaseTX (*autodetectable*), por lo que la instalación y puesta en marcha es más fácil y económica.

La ventaja que aporta el conexionado ethernet frente al cableado convencional RS485 (*3 hilos exclusivos para los analizadores de gestión energética*), es la optimización y aprovechamiento de una infraestructura para la comunicación y gestión de múltiples sistemas (*gestión de climatización, energético, gestión de procesos,...*).

Gracias a esta nueva concepción, y las ventajas que nos brinda el campo de las telecomunicaciones, CIRCUTOR ha logrado, que dicho equipo sea accesible desde cualquier lugar de la red corporativa (LAN), e incluso desde cualquier punto de acceso a Internet a nivel mundial (*telegestión energética*). Con estas nuevas topologías, se pueden llevar a cabo Sistemas de Supervisión Energética de puntos descentralizados; es decir, aquellas empresas que poseen empresas filiales y desean tener un control energético desde la sede central, es tan sencillo como conectar los analizadores de Redes CVM144-ITF-Ethernet a la Red Corporativa. Ver figura 3.8

Este sistema de comunicación nos permite conocer el consumo energético en tiempo real (a nivel de grupo), así como la curva de carga generada (captura de datos y visualización de históricos a nivel de PC: energía activa, reactiva, armónicos hasta el 15°, factor de potencia,...).



Figura 3.7 Analizador de redes CVM – 144 de la firma CIRCUTOR

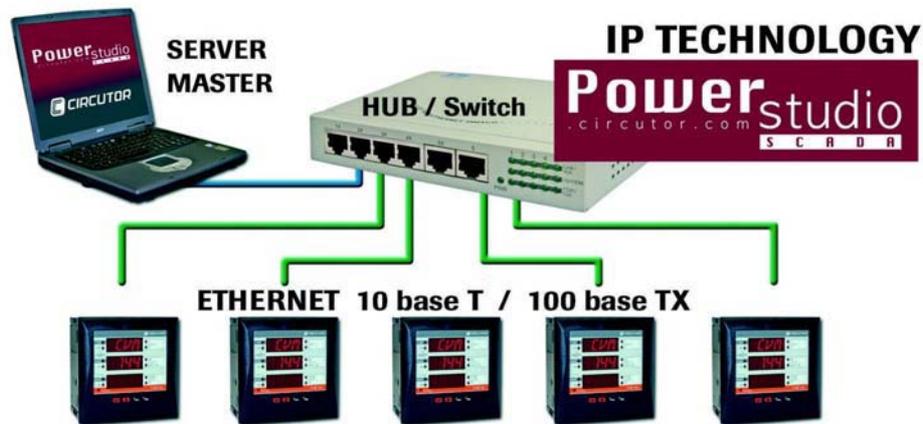


Figura 3.8 Posibilidad de Comunicación con protocolo ethernet.

Protección:

Utilizando un relé de protección como el SR – 735 de GE – Multilin se puede lograr grandes resultados en cuanto a la protección SEP, ya que este dispositivo puede tener comunicación entre ellos, lo que permite mantener un orden de prioridad en caso de fallas del SE. (Ver figura 3.9 y 3.10).



Figura 3.9 Dispositivo de Protección SR – 735.

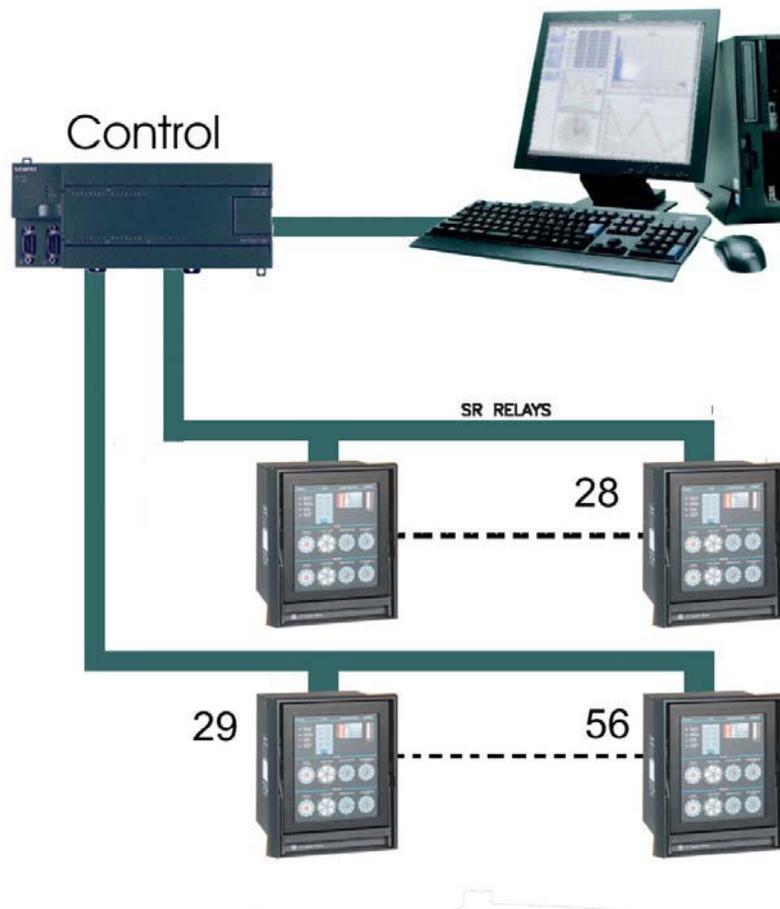


Figura 3.10 Diagrama Simplificado para la Conexión de los SR – 735

Control:

Los PLC son dispositivos de control de excelente resultados cuando se habla de tecnología de punta, ya que estos son programados por los usuarios, que le da opciones según su conveniencia permitiendo así mejorar la calidad de un sistema según las necesidades de esta.

El PLC que se propone en esta ocasión es S7-200 o S7-300 de firma SIEMENS. Esta gran variedad de opciones como son múltiples entradas digitales, posibilidad de conexión con distintos protocolos de comunicación, en dependencia de la solicitud del usuario, con soporte Ethernet. *Ver figura 3.11*

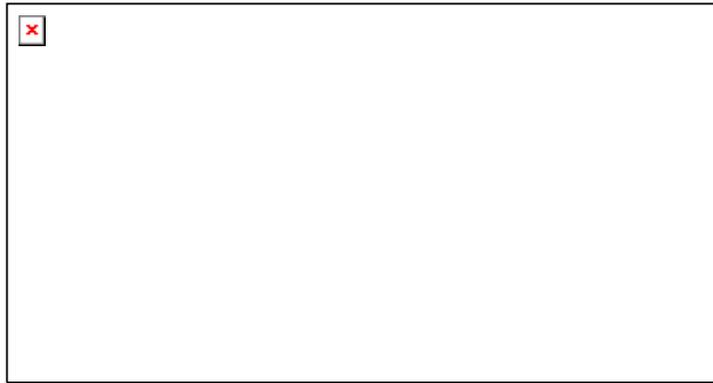


Figura 3.11 PLC Programable S7 – 200 de la firma SIEMENS

3.4 Comparación entre Superconcentración y Concentración total.

Inversión

Comenzaremos diciendo que el valor por unidad de un SR-750 es de aproximadamente \$ 5 947.00 [anexo III], y el valor unitario del UR F35 es de \$12 206.00. Estos valores si lo analizamos de forma independiente veremos que el SR – 750 presenta un valor menor que el **UR F35** [Anexo III]].

En la figura 3.1 se muestra el montaje de este dispositivo donde nos damos cuenta que se necesitaría 56 **SR-750** para modernizar el caso de estudio. Es decir que:

$$56 \text{ Dispositivos} \bullet \$5\,947.00 = \$333\,032.00$$

Sin embargo como muestra la figura 3.5, el diagrama simplificado del montaje del dispositivo **UR – F35**, donde este controla a más de un armario desde 5 hasta 7 aproximadamente. Es decir que tenemos

$$\frac{56 \text{ Armarios}}{7 \text{ Armarios por dispositivos}} = 8 \text{ Dispositivos}$$

$$8 \text{ Dispositivo} \bullet \$ 12\,205.00 = \$ 97\,640.00$$

A este valor se le debe sumar precio de los 56 analizadores de redes que serán utilizados como visualizadores de los parámetros de medición, ya que es uno de los problemas de esta variante al igual que la anterior, los operadores de la **subestación** tienen que esforzarse para ver las mediciones, y con un analizador de redes este problema se soluciona. (Ver figura 3.1).

El precio del analizador de redes por unidad es de \$ 417.00. Por lo que:

$$56 \text{ Analizadores de redes} \bullet \$417.00 = \$ 23\,352.00$$

Luego sumamos el valor de los **UR – F35 + CVMK** Analizador de redes.

$$\$97\,640.00 + \$23\,352.00 = \$121\,000.00$$

Por lo que:

$$\$ 333\,032.00 - \$121\,000.00 = \$212\,032.00$$

Este valor es la diferencia en entre la variante 1 y la variante 2, lo que nos muestra un ahorro en la inversión de \$212 032.00 dólares es decir alrededor de 64% de ahorro. Lo que aplicando la variante 2 traería ventajas asombrosas para la empresa.

Reservas en el almacén:

Luego que realizamos una valoración, nos encontramos con el hecho de tener reservas en el almacén. Este punto es muy importante para la empresa ya que de aquí depende el dinero que tendrá estancado, sin circular.

Debemos valorar, que en la variante 2 se tendrá 7 armarios por un dispositivo **UR – F35**, lo que el costo por cada 7 armarios es de \$12 205. Esto que en caso de averías se tendría 15.5 % de armarios reservados en el almacén.

Sin embargo en el caso de la variante 2 donde un dispositivo cuesta \$ 5 947.00 y este estará colocada 1 por cada armario. Lo que indica, que con relación a lo anterior donde con 1 dispositivo podría proteger, medir y controlar a 7 armario. Esto tendría un costo de:

$$7 \bullet \$ 5\,947.00 = \$ 41\,629.00$$

La diferencia entre variante 1 y variante 2 sería:

$$\$ 41\,629.00 - \$ 12\,205 = \$ 29\,424.00$$

Esto nos da la idea que se ahorrará en reservas del almacén el 70%, aplicando la variante 2. Además de que este sistema se redunda por lo que en caso de fallas, el SEP sigue funcionando sin problemas [Anexo III].

3.6 Descentralización Parcial y Concentración Total

Inversión

Comenzaremos diciendo que el valor por unidad de un SR-750 o SR - 469 es de aproximadamente \$ 5 947.00 [anexo III],

En la figura 3.1 donde se muestra el montaje de este dispositivo donde nos damos cuenta que se necesitaría 56 **SR-750** para modernizar el caso de estudio. Es decir que:

$$56 \text{ Dispositivos} \bullet \$ 5\,947.00 = \$ 333\,032.00$$

Las exigencias de protección no pasan de:

- 50 - Relé de sobrecorriente instantáneo.
- 51 - Relé de sobrecorriente de tiempo.
- 51G - Relé de sobrecorriente de tiempo de tierra.

Estas son funciones de protección muy básicas y se pueden lograr con relés muy baratos y sencillos. El relé SR-735 tiene un precio de \$1.988,00 y para instalarlo en los 56 interruptores activos de la subestación sería necesario un financiamiento de \$111.350,00.

| | Partes | Precio | Cantidad | Total |
|------------|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------|-------------|
| PLC | <i>CPU</i> | \$1.500,00 | 2 | \$3.000,00 |
| | <i>Batería</i> | \$14,00 | 1 | \$14,00 |
| | <i>DI</i> | \$160,00 | 4 | \$640,00 |
| | <i>DO</i> | \$525,00 | 2 | \$1.050,00 |
| | <i>AL</i> | \$180,00 | 0 | \$0,00 |
| | <i>AO</i> | \$600,00 | 0 | \$0,00 |
| | <i>M355C</i> | \$1.100,00 | 0 | \$0,00 |
| | <i>DIN RAIL</i> | \$30,00 | 3 | \$90,00 |
| | <i>PS</i> | \$200,00 | 2 | \$400,00 |
| | <i>CPU</i> | \$1.100,00 | 1 | \$1.100,00 |
| | <i>CP5613</i> | \$1.500,00 | 1 | \$1.500,00 |
| | <i>ET 200</i> | \$2.000,00 | 4 | \$8.000,00 |
| | | Costo Total Del PLC | | \$15.794,00 |
| | Medición | <i>Circutor</i> | \$412,00 | 56 |
| | | Costo Total Mediciones | | \$23.072,00 |
| | Total entre Medicion y PLC | | \$38.866,00 | |

Tabla 3.1 Análisis económico de la Descentralización Parcial.

Para lograr las exigencias de las mediciones en cada consumidor se puede emplear un analizador de red de la firma CIRCUTOR con un precio de \$412,00 y por tanto sería necesario un financiamiento de \$23.072,00 para las mediciones.

Para realizar las funciones de control se emplearía un PLC de gama baja. La empresa está adquiriendo PLC de la compañía SIEMENS y seleccionando una arquitectura basada en un S7-200, con redundancia sería necesario un financiamiento de \$15.794,00.

Por lo que:

$$\$23.072,00 (\text{Circutor}) + \$15.794,00 (\text{PLC}) + \$11.350,00 (\text{Protección}) = \$50.216,00 (\text{Total})$$

En total esta variante solo por equipamiento necesitaría un financiamiento de \$150.216,00.

$$\$333.032,00 (\text{Concentración Total}) - \$150.216,00 (\text{Descentralización Parcial}) = \$182.816,00$$

Esto representa un 55% de ahorro mayor que la variante de concentración Total.

3.7 Desconcentración parcial y superconcentración.

Inversión.

Para lograr las exigencias de las mediciones en cada consumidor se puede emplear un analizador de red de la firma CIRCUTOR con un precio de \$412,00 y por tanto sería necesario un financiamiento de \$23.072,00 para las mediciones.

Por lo que se tiene que:

$$\$150.788,00 (\text{Descentralización Parcial}) - \$121.000,00 (\text{Superconcentración}) = \$29.216,00$$

Esta diferencia entre la variante 2 y 4 nos da una idea del ahorro en inversión será aproximadamente de un 20 % mayor si se aplica la variante 2.

Reservas en el almacén

La descentralización parcial tiene como características fundamentales que utiliza también analizadores de redes, como en la variante de superconcentración, por lo que las reservas en el almacén solo se diferenciarían en que hay que tener dispositivos de medición y protección, sin embargo en la variante 2 solo se tendrá un dispositivo que realizará todos los procesos. Por lo que en este punto es prácticamente el mismo % de dinero estancado en el almacén.

La mayoría de las empresas del níquel del país, están realizando las modernizaciones de sus protecciones siguiendo la primera de las variantes. Con un cambio de estrategia hacia cualquiera de las otras dos variantes ejemplificadas

(superconcentración o descentralización parcial) representaría un ahorro significativo de recursos financieros para las empresas.

Conclusiones.

Es necesario realizar estos estudios económicos cuando se tiene varias variantes de modernización. Para poder seleccionar la variante más ventajosa tanto técnica, como económicamente, ya que si dejamos para la economía es posible que caigamos en un abismo, gastando recurso y dinero que se pueden ahorrar, como se ha tratado de demostrar en este capítulo.

Donde se pudo ver con exactitud las diferencias abrumadoras de entre una y otra variante. Lo que nos hace cuestionarnos si en verdad se había hecho una valoración del costo de inversión y post inversión, del sistema que se estaba montando y cuanta pérdida ha traído para la empresa la implantación de la primera variante.

CONCLUSIONES

Los actuales dispositivos pueden realizar 3 funciones importantes: la medición, la protección y el control de los equipamientos eléctricos. Estos dispositivos corresponden con una tecnología digital basada en microcontroladores muy potentes y veloces que permiten la realización de varias funciones realizando el trabajo en paralelo.

Empleando tecnologías de Hardware abierto y BUS de campo, se desarrollo variantes técnica económicamente justificadas. Se debe decir que esta tecnología es de primer nivel, empleándose en centrales eléctricas y fábricas. En nuestro país estas tecnologías se aplican fundamentalmente a las industrias del níquel, en centrales termoeléctricas, entre otras.

Las tecnologías que utiliza la estrategia de superconcentración y la descentralización parcial de los sistemas de protección, medición y control se destacan por sus inversiones menos costosas. En el caso de la superconcentración es meritorio mencionar que a medida que aumentan la cantidad de subestaciones a modernizar disminuye el consto de inversión.

La superconcentración tiene como ventaja que además de controlar más de 5 armarios, es tecnología de redundancia la que permite que en caso de averías en una de los dispositivos, otro dispositivo asuma el trabajo del averiado hasta tanto los operadores cambia el CPU de la misma.

La descentralización parcial tiene como desventaja el aumento de la ingeniería de detalles, pero como ventaja la menor vulnerabilidad y el mantenimiento futuro de la tecnología.

Cuando realizamos una comparación entre las variantes de Superconcentración y Concentración total, económicamente podemos decir que al realizar una inversión en el objeto de estudio, nos percatamos que la de superconcentración es alrededor de un 65% más económica que la variante de concentraron total.

También podemos decir que técnicamente la superconcentración tiene ventajas con respecto a la otra, los dispositivos que utilizaremos en esta podrán controlar, medir y proteger a más de un armario de una subestación distribuidora. Permitiendo una estandarización en los dispositivos.

Si embargo la variante de Superconcentración y la Descentralización Parcial económicamente son muy similares a pesar de que la segunda mencionada permite más flexibilidad cuando debemos realizar algunas modificaciones en el SEP de la empresa. Esto es posible por las características descentralizadas que presenta la variante de descentralización parcial.

Hasta aquí se puede decir que la selección de una de estas variantes de modernización, es decisión de los ingenieros proyectistas de la empresa, ofreciéndole información sobre cada una de ellas lo que les da la posibilidad de escoger entre ellas.

BIBLIOGRAFIA

- [1] SCHNEIDER (España)_ SEPAM 2000 Relé Multifunción _ 2004.
- [2] SIEMENZ (Alemania)_ Catálogo de Relé Multifunción SIEMENZ_ 2004.
- [3] GE POWER MANAGEMENT (Canada)_ Multifunction Relay _2004
- [4] GE POWER MANAGEMENT (Canada)_ SR-750 Feeder Management Relay _2004.
- [5] GE POWER MANAGEMENT (Canada)_ SR-489 Generator Management Relay _2004.
- [6] GE POWER MANAGEMENT (Canada)_ SR-745 Transformer Management Relay _2004.
- [7] GE POWER MANAGEMENT (Canada)_ SR-469 Motor Management Relay _2004.
- [8] GE POWER MANAGEMENT (Canada)_ UR-F35 Multifeeder Management Relay _2004.
- [9] Kezunovic, M. Sidhu, T. S. et al. Bibliography of Relay Literature 1996. IEEE Transaction on Power Delivery, 13(1).pp. 78-84, Jan. 1998.
- [10] L & K INTERNATIONAL VIDEOTRAINING. Introducción a Relés Estáticos. Ontario, 1991.
- [11] NOVELL, Jeff. GE: A history of progress in protection, control and substation automation. GE Publication_2004.
- [12] Disponible en: <http://www.geindustrial.com/pm/pr/history.pdf>.
- [13] Revista Powerengineer Mayo 2006,pag 11-pag13