

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES (RAP's) EN LAS SUBESTACIONES CARAGUAY Y NUEVA PROSPERINA DE CELEC EP - TRANSELECTRIC

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

EDWIN RODOLFO GUAÑUNA OCHOA
edwin_rgo23@yahoo.com

DIRECTOR: Ing. MSc. LUIS TAPIA
luis.tapia@epn.edu.ec

Quito, agosto 2011

DECLARACIÓN

Yo, Edwin Rodolfo Guañuna Ochoa, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Edwin Rodolfo Guañuna Ochoa

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edwin Rodolfo Guañuna Ochoa, bajo mi supervisión.

Ing. MSc. Luis Tapia
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Al Señor de la Buena Esperanza y a la virgen de Agua Santa, por darme la sabiduría para culminar mis estudios y sobre todo haberme dado una familia maravillosa.

A mis padres y hermanos porque a pesar de todo siempre me apoyaron y me brindaron cariño que me dio la fortaleza para seguir adelante.

Al Ing. José Mosquera porque además de darme la oportunidad de realizar este trabajo en la división operación, me permitió incrementar mis conocimientos que me servirán en mi vida personal y profesional.

Un agradecimiento muy especial al Ing. José Torres por el apoyo desinteresado brindado para el desarrollo de este proyecto y sobre todo por su amistad.

A todo el personal de la División de Operación de CELEC EP – TRANSELECTRIC, en especial a Christian Cuasmiquer, Francisco Torres, Jaime Oñate, Fabricio Ordoñez, Daniel Correa, Byron Mena, Manuel Romero, Juan Bastidas, Miguel Parra, Fausto Chimarro, Christian Jumbo, David Brito, Ana López, Luis Amores, Susana Naranjo, Hugo Vásquez, María Sánchez, Robinson Chancusig, Guido Riofrio, Leonardo Rodríguez, José Limaico, Homero Ron, por compartirme sus conocimientos.

Al Ing. Luis Tapia por su acertada dirección en realización de este proyecto.

A mi gran amigo Wilson Paguay.

DEDICATORIA

A mis padres José y Pilar

CONTENIDO

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA	iv
LISTADO DE TABLAS	ix
LISTADO DE FIGURAS	xi
RESUMEN	xvi
PRESENTACIÓN	xvii
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	1
1.3. OBJETIVOS	2
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	2
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.4. ALCANCE	3
1.5. CONCEPTOS GENERALES.....	3
1.6. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE POWER FACTORY – DIgSILENT [5].....	7
1.6.1. FUNCIONES PRINCIPALES.....	7
1.7. DESCRIPCIÓN DEL REGISTRADOR AUTOMÁTICO DE PERTURBACIONES [6].....	8

1.7.1. CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRADOR AUTOMÁTICO DE PERTURBACIONES [7].....	8
1.7.2. FUNCIONES DISPONIBLES EN LOS REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES.....	14
1.7.3. SISTEMA DE REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO.....	17
1.7.4. APLICACIONES DE REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES EN EL SNT ECUATORIANO.....	22
1.8. SUBESTACIÓN CARAGUAY [8].....	24
1.9. SUBESTACIÓN NUEVA PROSPERINA [8].....	25
1.10. ANORMALIDADES QUE OCURREN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA [2].....	27
CAPITULO II	28
ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS PARA DETERMINAR LOS VALORES DE AJUSTE DE LOS RAP's EN LA SUBESTACION CARAGUAY.	28
2.1. AJUSTE DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 69 kV	28
2.2. AJUSTES EN LAS BAHÍAS UEG 1, UEG 2 Y UEG 3.....	31
2.3. AJUSTES DE FACTOR DE POTENCIA	35
2.4. AJUSTES DE FRECUENCIA.....	37
2.5. AJUSTES EN LA BAHÍA BC1	38
2.6. AJUSTES EN LA BAHÍA ATQ 69 kV.....	43
2.7. AJUSTES DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 138 kV.....	46
2.8. AJUSTES EN LA BAHÍA SALITRAL	47
2.9. AJUSTES EN LA BAHÍA ATQ, 138 kV.....	54

2.10. TABLAS RESUMEN CON LOS VALORES DE AJUSTE PARA LAS BAHÍAS DE LA S/E CARAGUAY	59
CAPITULO III	66
ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS PARA DETERMINAR LOS VALORES DE AJUSTE DE LOS RAP's EN LA SUBESTACION NUEVA PROSPERINA.....	66
3.1. AJUSTES DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 69 kV.....	66
3.2. AJUSTES EN LAS BAHÍAS CATEG 1, CATEG 2 Y CATEG 3	68
3.3. AJUSTES DE FACTOR DE POTENCIA	72
3.4. AJUSTES DE FRECUENCIA.....	75
3.5. AJUSTES EN LA BAHÍA C1.....	76
3.5.1. AJUSTE DE LA CORRIENTE DE DESBALANCE DEL BANCO DE CAPACITORES.....	79
3.6. AJUSTES BAHÍA TRK 69 kV	83
3.7. AJUSTES DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 230 kV.....	85
3.8. AJUSTES EN LA BAHÍA PASCUALES.....	86
3.9. AJUSTES EN LA BAHÍA TRINITARIA	92
3.10. AJUSTES EN LA BAHÍA TRK, 230 kV.....	97
3.11. TABLAS RESUMEN CON LOS VALORES DE AJUSTE PARA LAS BAHÍAS DE LA S/E NUEVA PROSPERINA.....	103
CAPITULO IV	111
ANÁLISIS DE LAS REDES DE COMUNICACIONES LAN Y SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO PARA REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES RAP'S	111
4.1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE NETWORKING [13].....	111
4.2. DESCRIPCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIONES [14].....	113

4.3. RED DE COMUNICACIONES LAN PARA RAP's DE LA S/E CARAGUAY	113
4.3.1. ANÁLISIS DE DIFERENTES CONFIGURACIONES PARA LA RED DE COMUNICACIONES DE RAP's DE LA S/E CARAGUAY	114
4.4. RED DE COMUNICACIÓN LAN PARA RAP's DE LA S/E NUEVA PROSPERINA	116
4.4.1. ANÁLISIS DE DIFERENTES CONFIGURACIONES PARA LA RED DE COMUNICACIONES DE RAP's DE LA S/E NUEVA PROSPERINA	117
4.5. ANÁLISIS DE LA RED DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO	119
4.5.1. DISPOSITIVOS EMPLEADOS EN LA SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO DE LAS SUBESTACIONES CARAGUAY Y NUEVA PROSPERINA [14]	120
4.5.2. TIEMPO DE SINCRONIZACIÓN DE LOS EQUIPOS RAP's [14]	121
4.5.3. PRECISIÓN DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO UTILIZANDO EL ESTÁNDAR IEEE 1588 [16]	124
CAPITULO V	134
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	134
5.1. CONCLUSIONES	134
5.2. RECOMENDACIONES	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	138
ANEXOS	140

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1.1.- Condiciones para cada tipo de falla.

Tabla 1.2.- Dirección IP del DAKON PC.

Tabla 2.1.- Bandas de variación de voltaje.

Tabla 2.2.- Información Técnica Flicker.

Tabla 2.3.- EAC – BF para el SNI período Abril 2011 – Septiembre 2011.

Tabla 2.4.- Información Técnica 750 MCM.

Tabla 2.5.- Corrientes de falla en la bahía Salitral.

Tabla 2.6.- Ajustes para la bahía ATQ 138 kV.

Tabla 2.7.- Ajustes para la bahía SALITRAL.

Tabla 2.8.- Ajustes para la bahía Transferencia 138 kV.

Tabla 2.9.- Ajustes para la bahía BC1.

Tabla 2.10.- Ajustes para la bahía ATQ 69 kV.

Tabla 2.11.- Ajustes para la bahía Transferencia 69 kV.

Tabla 2.12.- Ajustes para la bahía UEG 1.

Tabla 2.13.- Ajustes para la bahía UEG 2.

Tabla 2.14.- Ajustes para la bahía UEG 3.

Tabla 3.1.- Información Técnica Bluebell.

Tabla 3.2.- Corrientes de falla en la bahía Pascuales.

Tabla 3.3.- Corrientes de falla en la bahía Trinitaria.

Tabla 3.4.- Ajustes para la bahía TRK 230 kV.

Tabla 3.5.- Ajustes para la bahía Trinitaria.

Tabla 3.6.- Ajustes para la bahía Pascuales.

Tabla 3.7.- Ajustes para la bahía Acoplador.

Tabla 3.8.- Ajustes para la bahía TRK 69 kV.

Tabla 3.9.- Ajustes para la bahía C1.

Tabla 3.10.- Ajustes para la bahía Transferencia.

Tabla 3.11.- Ajustes para la bahía CATEG 1.

Tabla 3.12.- Ajustes para la bahía CATEG 2.

Tabla 3.13.- Ajustes para la bahía CATEG 3.

Tabla 4.1.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (1), S/E Caraguay.

Tabla 4.2.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (2), S/E Caraguay.

Tabla 4.3.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (1), S/E Nueva Prosperina.

Tabla 4.4.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (2), S/E Nueva Prosperina.

Tabla 4.5.- Equipos periféricos para la configuración de la red actual de sincronización de tiempo de los RAP's.

Tabla 4.6.- Comparación de precisión de diferentes métodos de sincronización de tiempo disponibles en la actualidad para subestaciones.

Tabla 4.7.- Equipos periféricos para la configuración de la red de sincronización de tiempo de los RAP's, IEEE 1588.

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.1.- Falla fase – tierra en F.

Figura 1.2.- Falla fase – fase en F.

Figura 1.3.- Falla fase – fase – tierra en F.

Figura 1.4.- Falla tres fases – tierra en F.

Figura 1.5.- Valores eficaces de los semiperíodos.

Figura 1.6.- Activación por niveles Min/Max.

Figura 1.7.- Tiempo Prefalla y Post-Falla.

Figura 1.8.- Equipo RAP: Vista frontal y vista posterior.

FIGURA 1.9.- Conformación de la Red de RAP en la Subestación.

FIGURA 1.10.- Conformación de la Red de RAP en el SNT.

FIGURA 1.11.- Esquema Unifilar de Conexión del RAP en una Bahía de Línea.

FIGURA 1.12.- Diagrama unifilar de la subestación Caraguay.

FIGURA 1.13.- Diagrama unifilar de la subestación Nueva Prosperina.

FIGURA 1.14.- Anormalidades en sistemas de potencia.

FIGURA 2.1.- Diagrama unifilar de la S/E Caraguay para ajuste de fp.

FIGURA 2.2.- Diagrama fasorial ante una falla en la barra Caraguay 69 kV.

FIGURA 2.3.- Función coseno para determinar el ajuste de fp.

FIGURA 2.4.- Simulación conexión del banco de capacitores 12 Mvar.

FIGURA 2.5.- Análisis de conexión de unidades capacitivas para ajustes de corriente del neutro.

FIGURA 2.6.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, vista en la bahía ATQ 69 kV.

FIGURA 2.7.- Simulación carga máxima de la L/T Salitral - Caraguay.

FIGURA 2.8.- Zona admisible para el RAP, bahía Salitral.

FIGURA 2.9.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, registrada en la bahía Salitral.

FIGURA 2.10.- Simulación potencias máximas de la L/T Salitral - Caraguay.

FIGURA 2.11.- Simulación cambio de dirección del flujo de potencias de la L/T Salitral - Caraguay.

FIGURA 2.12.- Simulación potencia máxima del transformador ATQ.

FIGURA 2.13.- Simulación cambio de dirección del flujo de potencia reactiva en la bahía ATQ 138 kV.

FIGURA 2.14.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, registrada en la bahía ATQ 138 kV.

FIGURA 2.15.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia activa registrada en la bahía ATQ 138 kV.

FIGURA 2.16.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia reactiva registrada en la bahía ATQ 138 kV.

FIGURA 3.1.- Diagrama unifilar de la S/E Nueva Prosperina para ajuste de fp, falla en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

FIGURA 3.2.- Diagrama fasorial ante una falla en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

FIGURA 3.3.- Función coseno para determinar el ajuste de fp, falla en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

FIGURA 3.4.- Diagrama unifilar de la S/E Nueva Prosperina para ajuste de fp, falla en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

FIGURA 3.5.- Diagrama fasorial ante una falla en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

FIGURA 3.6.- Función coseno para determinar el ajuste de fp, falla en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

FIGURA 3.7.- Simulación conexión del banco de capacitores 12 Mvar, registrada en la bahía C1.

FIGURA 3.8.- Esquema de conexión de unidades capacitivas del banco de capacitores.

FIGURA 3.9.- Análisis de circuito abierto de una unidad capacitiva.

FIGURA 3.10.- Análisis de cortocircuito de una unidad capacitiva.

FIGURA 3.11.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, vista en la bahía TRK 69 kV.

FIGURA 3.12.- Zona admisible para el RAP, bahía Pascuales.

FIGURA 3.13.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, registrada en la bahía Pascuales.

FIGURA 3.14.- Simulación flujo máximo de potencia por la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

FIGURA 3.15.- Simulación flujo de potencia por la L/T Pascuales – Nueva Prosperina en demanda mínima.

FIGURA 3.16.- Zona admisible para el RAP, bahía Trinitaria.

FIGURA 3.17.- Simulación salida súbita de la L/T Pascuales – Salitral 138 kV, registrada en la bahía Trinitaria.

FIGURA 3.18.- Simulación salida de la L/T Pascuales – Nueva Prosperina 230 kV, potencia registrada en la bahía Trinitaria.

FIGURA 3.19.- Simulación flujo de potencia por la L/T trinitaria – Nueva Prosperina en demanda mínima.

FIGURA 3.20.- Simulación flujo máximo de potencia por la bahía TRK 230 kV.

FIGURA 3.21.- Simulación flujo de potencia por la bahía TRK 230 kV en demanda mínima.

FIGURA 3.22.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, registrada en la bahía TRK 230 kV.

FIGURA 3.23.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia activa registrada en la bahía TRK 230 kV.

FIGURA 3.24.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia reactiva registrada en la bahía TRK 230 kV.

FIGURA 4.1.- Red de comunicaciones de la subestación Caraguay.

FIGURA 4.2.- Red de comunicaciones para los RAP's independiente de la red de protecciones, S/E Caraguay.

FIGURA 4.3.- Red de comunicaciones para los RAP's en doble estrella independiente de la red de protecciones, S/E Caraguay.

FIGURA 4.4.- Red de comunicaciones de la subestación Nueva Prosperina.

FIGURA 4.5.- Topología en estrella extendida de la red de comunicaciones de RAP's independiente de la red de protecciones.

FIGURA 4.6.- Topología en doble estrella de la red de comunicaciones de RAP's independiente de la red de protecciones.

FIGURA 4.7.- Eventos registrados debido a una falla en la L/T.

FIGURA 4.8.- Esquema de la red de sincronización de tiempo.

FIGURA 4.9.- Variantes del código IRIG.

FIGURA 4.10.- Elementos de la trama IRIG-B.

FIGURA 4.11.- Descripción general del formato IRIG-B.

FIGURA 4.12.- Comparación de sincronización de tiempo a través del cableado y sincronización de tiempo a través de Ethernet.

FIGURA 4.13.- Conversión en IRIG-B de la señal de tiempo IEEE 1588 distribuido a través de Ethernet por IEEE 1588 Slave / Transparent Clocks .

FIGURA 4.14.- Enfoque convencional con cable para la distribución de la señal de tiempo de alta precisión. La red de comunicaciones se basa en Ethernet y comunicación serial.

FIGURA 4.15.- Distribución de la señal de tiempo 1588 en la red y conversión local a IRIG-B en todos los armarios IEDs. IRIG-B es distribuido a través de cableado específico o mediante conexión serial.

FIGURA 4.16.- Distribución de la señal de tiempo 1588 en la red en un entorno total Ethernet, eliminando completamente el cableado IRIG-B.

RESUMEN

El análisis de fallas y contingencias que se presentan en un sistema eléctrico de potencia, en muchos casos constituye una tarea compleja y laboriosa que requiere de la disponibilidad de información suministrada por los distintos componentes como los registradores automáticos de perturbaciones.

Estos dispositivos suministran información de eventos y perturbaciones que se presentan en el sistema de transmisión ecuatoriano. El presente proyecto pretende ser una guía para determinar los valores de ajuste necesarios para parametrizar y configurar los registradores automáticos de perturbaciones RAP's implementados en las subestaciones del sistema nacional de transmisión.

En la actualidad, el sistema nacional de transmisión ecuatoriano cuenta con estos modernos equipos instalados en las subestaciones Pomasqui, Puyo, San Gregorio, Santa Rosa, Totoras, Machala, Milagro, Molino, Salitral, Sinincay, Zhoray y a partir del 5 de junio de este año la subestación Nueva Prosperina entró en servicio y cuenta con registradores automáticos de perturbaciones configurados con los valores de ajuste determinados en este proyecto. Próximamente se implementarán en la subestación Caraguay.

El objetivo es exponer una metodología para determinar los valores de ajuste con los que se configurarán los registradores automáticos de perturbaciones, para ello se deben determinar valores máximos, mínimos y el cambio brusco en la magnitud de voltaje fase - neutro, corriente, potencia activa monofásica, potencia reactiva monofásica, factor de potencia y frecuencia.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto está dividido en cinco capítulos, en los cuales se desarrollan los siguientes temas:

En el CAPÍTULO I, se presenta la justificación, objetivos y alcance del proyecto, además descripciones del software POWER FACTORY - DIGSILENT y OSCOP P, descripción del registrador automático de perturbaciones, definiciones propias de sistemas eléctricos de potencia y por último una descripción de las subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina.

En el CAPITULO II, se presenta el análisis para cada bahía de 138 kV y 69 kV de la subestación Caraguay para determinar los valores de ajuste, al final se incluye una tabla resumen con los valores determinados para la configuración de los RAP's.

En el CAPITULO III, se presenta un análisis para cada bahía de 230 kV y 69 kV de la subestación Nueva Prosperina, al final se incluye una tabla resumen con los valores de ajuste de los RAP's obtenidos.

En el CAPITULO IV, se presenta un análisis de la red de comunicaciones LAN para los equipos registradores de fallas para las dos subestaciones, también se incluye un análisis de la red actual de sincronización de tiempo para los RAP's.

En el CAPITULO V, se emiten conclusiones y recomendaciones, dirigidas a todas las personas encargadas de la operación del sistema nacional de transmisión, así como también a personas interesadas en este tipo de estudios.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe los objetivos y alcance del proyecto, así como también una descripción del software y hardware utilizados con sus respectivos conceptos técnicos, además se incluyen definiciones propias de sistemas eléctricos de potencia y una descripción de las subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina.

1.1. GLOSARIO DE TÉRMINOS

CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad.
COT	Centro de Operación de Transmisión.
PET	Plan de Expansión de Transmisión.
RAP	Registrador Automático de Perturbaciones.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
TRANSELECTRIC	Unidad de Negocio de CELEC EP.
UEG	Unidad Eléctrica de Guayaquil.
ULTC	Por sus siglas en inglés, cambiador de tomas bajo carga.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Un sistema eléctrico de potencia está sujeto a contingencias que provocan perturbaciones en las variables eléctricas, muchos de los disturbios pasan

desapercibidos para determinados equipos de monitoreo y más aún para los operadores del sistema. Por esa razón el CONELEC dispuso instalar modernos equipos Registradores Automáticos de Perturbaciones RAP's en varias subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión S.N.T., estos modernos equipos proporcionan información sincronizada en el tiempo, con lo que se puede reconstruir el evento para determinar el origen de los mismos y plantear las soluciones necesarias.

La topología del Sistema Nacional Interconectado S.N.I. tiene un comportamiento dinámico es decir que constantemente está siendo modificada por nuevos proyectos de generación y del sistema de transmisión. Este es el caso de las dos nuevas subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina que actualmente se encuentran en etapa de construcción y próximamente entrarán en servicio para abastecer parte de la carga de la zona sur-occidental del S.N.I. y de manera particular a la provincia del Guayas.

Como parte de las políticas de expansión que CELEC EP – TRANSELECTRIC maneja para las nuevas subestaciones, se encuentra la instalación de los Registradores Automáticos de Perturbaciones.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

- Determinar los valores de ajuste necesarios para parametrizar y configurar la red de Registradores Automáticos de Perturbaciones RAP's a ser instalados en las subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina de CELEC EP - TRANSELECTRIC.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los valores de ajuste que se requieren para llevar a cabo la etapa de “puesta en servicio” de los RAP's para las subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina mediante el análisis de flujos de carga y cortocircuitos utilizando la base de datos actualizada del Sistema Nacional Interconectado

S.N.I. para el primer trimestre del año 2011 con la utilización del software Power Factory – DigSilent.

- Analizar y definir diferentes configuraciones para la red de comunicación LAN para cada una de las subestaciones.
- Analizar la red actual de sincronización de tiempo para los Registradores Automáticos de Perturbaciones RAP's con el fin de indicar si existen oportunidades de mejora.

1.4. ALCANCE

Establecer los valores de ajuste para los Registradores Automáticos de Perturbaciones RAP's a ser instalados en las bahías de 138 kV y 69 kV de la subestación Caraguay y en las bahías de 230 kV y 69 kV de la subestación Nueva Prosperina.

Establecer la lista de los equipos periféricos que se requieren para la configuración de la red LAN y la red de sincronización de tiempo para cada una de las subestaciones.

1.5. CONCEPTOS GENERALES

Sistema Eléctrico de Potencia.- Un sistema de potencia es una red compuesta por generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas, que se interconectan entre sí.

Flujo de Potencia.- Es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red [1].

Falla.- Es la condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos. Las más comunes son los cortocircuitos.

Perturbación.- Es la condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo prudencial. Las

más comunes son las sobretensiones, las sobrecargas, las oscilaciones y los desequilibrios.

Cortocircuito.- Es la desaparición intempestiva de la aislación relativa de dos conductores de tensión diferente, alimentados de la misma fuente, sin la interposición de una impedancia conveniente.

Sobretensiones.- Las sobretensiones en un sistema son peligrosas por las siguientes razones:

- Someten a los aislantes a esfuerzos que los envejecen y pueden llegar a destruirlos.
- En caso de duración prolongada, traen como consecuencia daños en los equipos tanto de los usuarios como de generación y transformación.
- En caso de una falla del aislante, traen a su vez como consecuencia inmediata un cortocircuito.

Sobrecargas.- Una línea o un equipo se encuentra sobrecargado cuando su corriente es superior a la nominal. Las sobrecargas son sobrecorrientes, durables o breves según el caso. Las principales causas son:

- Los cortocircuitos que no se aíslan oportunamente.
- Los peak de consumos o de transferencia de potencia en líneas de interconexión, que pueden corresponder a sobrecorrientes superiores a 20 o 30 %, durante largo tiempo.
- Sobrecorrientes originadas por desconexiones de circuitos en paralelo, que se pueden prolongar hasta la reposición del circuito desconectado.

Oscilaciones.- Las causas más comunes de aparición de oscilaciones son las conexiones y desconexiones de circuitos del sistema, al producirse variaciones de potencia.

Desequilibrios.- Cuando se producen desequilibrios es preciso determinar rápidamente su causa, pues constituye una anomalía muy peligrosa para el funcionamiento de las máquinas. Dentro de las causas más comunes se puede citar:

- Desconectores o interruptores con una o dos fases abiertas.
- Ruptura de conductor de una línea que no provocó un cortocircuito.

Aunque los desequilibrios no provocan manifestaciones violentas, sus consecuencias no deben ser despreciables, ya que producen vibraciones y calentamientos anormales en motores, alternadores y transformadores [2].

Sistema por unidad.- El valor en por unidad de cualquier cantidad se define como la relación de la cantidad a su base y se expresa como un decimal.

El método por unidad es en especial conveniente en sistemas eléctricos de potencia por que las diversas secciones de un sistema eléctrico de potencia se conectan a través de los transformadores y tienen diferentes niveles de voltaje [3].

Tipos de fallas.- Los tipos de fallas más importantes son:

- Fase – Tierra (falla monofásica a tierra).
- Fase – Fase (falla bifásica).
- Fase – Fase – Tierra (falla bifásica a tierra).
- Tres Fases (falla trifásica con o sin tierra).

Tabla 1.1.- Condiciones para cada tipo de falla.

Fase – Tierra (A-T)	Fase – Fase (B-C)	Fase – Fase – Tierra (B-C-T)	Tres Fases (A-B-C ó A-B-C-T)
$\bar{I}_b = 0$	$\bar{I}_a = 0$	$\bar{I}_a = 0$	$\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = 0$
$\bar{I}_c = 0$	$\bar{I}_b = -\bar{I}_c$	$\bar{V}_b = 0$	$\bar{V}_a = \bar{V}_b$
$\bar{V}_a = 0$	$\bar{V}_b = \bar{V}_c$	$\bar{V}_c = 0$	$\bar{V}_b = \bar{V}_c$

Los voltajes corresponden al voltaje fase - neutro en el punto de falla y las corrientes a los aportes de cada fase hacia la falla.

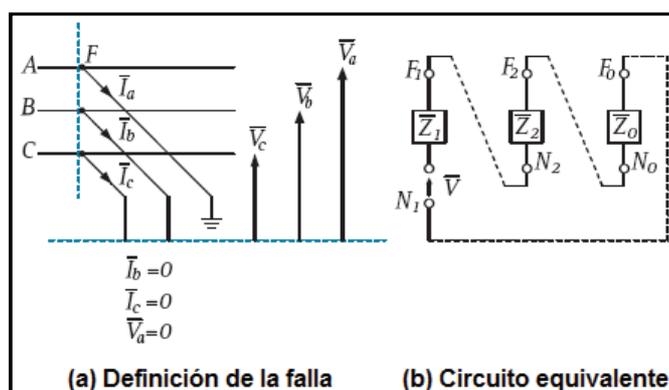


Figura 1.1.- Falla fase – tierra en F.

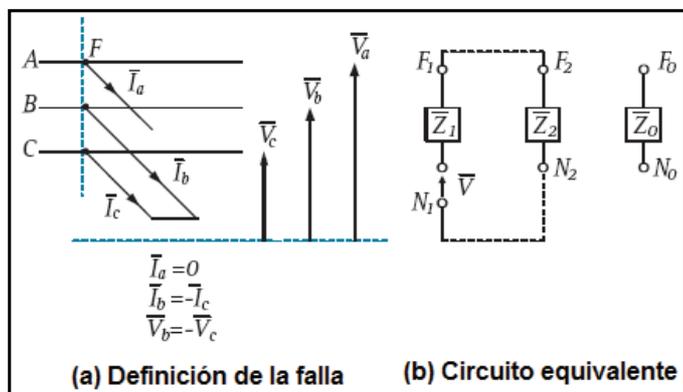


Figura 1.2.- Falla fase – fase en F.

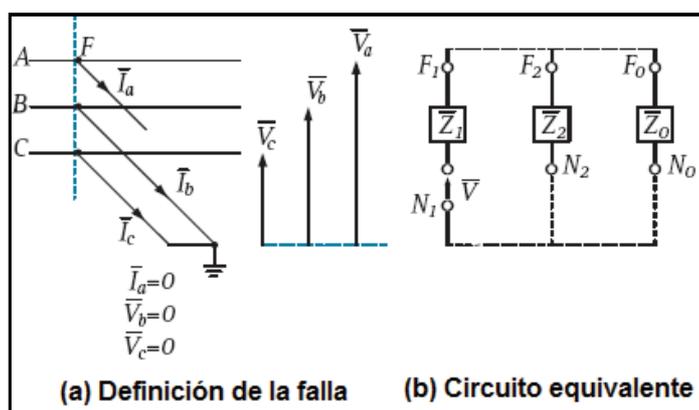


Figura 1.3.- Falla fase – fase – tierra en F.

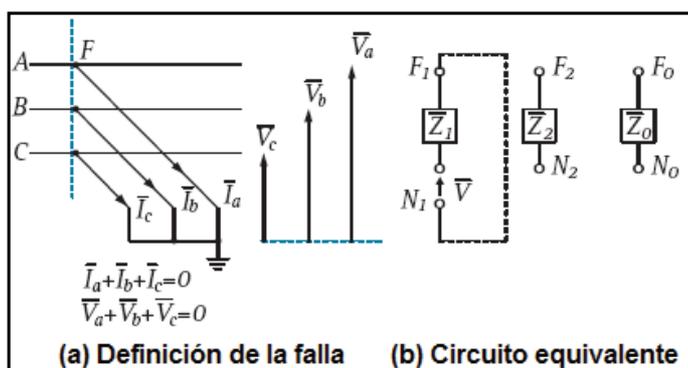


Figura 1.4.- Falla tres fases – tierra en F [4].

1.6. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE POWER FACTORY – DIgSILENT [5]

El DIgSILENT Power Factory es una herramienta integrada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia caracterizando técnicas confiables y flexibles de modelado y algoritmos. Ha sido desarrollado con la nueva tecnología de programación orientada a objetos y lenguaje de programación C++. Logra el mejor compromiso entre flexibilidad ilimitada y requerimientos de fácil manejo.

Los principales estudios que se realizan en Sistemas Eléctricos de Potencia son:

- Estudios de Flujo de carga
- Estudios de Cortocircuitos
- Estudios de Estabilidad
- Estudios de Confiabilidad
- Estudios de Flujos Óptimos
- Estudios de Contingencias
- Estudios de Calidad

1.6.1. FUNCIONES PRINCIPALES

DIgSILENT Power Factory incorpora una creciente lista de funcionalidades detalladas a continuación:

- Flujo de potencia AC/DC
- Análisis de Corto Circuito VDE/IEC
- Fallas generales/Análisis de Eventos
- Simulación dinámica (RMS)
- Simulación de Transitorios Electromagnéticos EMT
- Análisis de Eigenvalores
- Reducción de redes
- Coordinación de Relés de protección
- Chequeo de la respuesta de unidades de Protección
- Análisis Armónico

- Cálculo de Confiabilidad
- Despacho Económico
- Interfaces SCADA / GIS
- Lenguajes DSL ++ y DPL
- Diagramas unifilares del sistema modelado
- Diagrama de configuración de subestaciones
- Instrumentos virtuales para visualizar resultados
- Interface A/D Medinas 2000 A/D

Todas estas funciones tienen acceso a una base de datos, con un sistema integrado de manejo de casos de estudio y escenarios de sistemas.

1.7. DESCRIPCIÓN DEL REGISTRADOR AUTOMÁTICO DE PERTURBACIONES [6]

El registrador automático de perturbaciones, más comúnmente conocido como registrador de fallas o registrador de eventos sirve para protocolizar eventos de falla en un Sistema Eléctrico de Potencia. Las perturbaciones, es decir, los fenómenos a registrar, empiezan y finalizan con un cambio abrupto de los valores de medida. El objetivo de este registrador de perturbaciones es la detección y protocolización de tales eventos con un período pre-falla. El registro deberá terminar, tan pronto el estado transitorio haya finalizado, es decir, con la transición a la falla o sino al funcionamiento normal.

El campo de aplicación del registrador de perturbaciones es la protocolización y el análisis de la localización de la falla en combinación con OSCOP P.

1.7.1. CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRADOR AUTOMÁTICO DE PERTURBACIONES [7]

Entre las principales características de los equipos registradores de fallas se tienen: la sincronización de tiempo, frecuencia de muestreo, la auto supervisión, activación de registros, tiempos de almacenamiento, etc.

1.7.1.1. Sincronización de Tiempo

Varias de las aplicaciones de monitoreo están basadas en la toma de mediciones de voltajes y corrientes, mismas que son utilizadas para la realización de estudios de flujos de carga, cortocircuitos, estabilidad, etc. En este tipo de actividades muchas veces es necesario realizar comparaciones de las magnitudes en distintos puntos del sistema, por lo que, contar con muestras sincronizadas en el tiempo resulta de verdadera importancia.

En la implementación de un sistema de adquisición y muestreo sincronizado, existen dos factores a tomarse en cuenta: la ubicación de las señales a ser muestreadas y la fuente de información de tiempo. La forma más común de realizar la sincronización de la información es utilizando la hora satelital referencial de un GPS (Global Positioning System) que proporciona y transmite la señal de sincronización de tiempo al sistema de adquisición de datos ubicado en cualquier parte del sistema a través de un receptor de GPS.

En el sistema RAP, la sincronización de tiempo permite tener información del tiempo real del inicio del evento, con una precisión del orden de milisegundos. La sincronización de los equipos hace posible la evaluación común de los eventos de los distintos dispositivos incluso si éstos están ubicados en distintos lugares del SEP.

La sincronización de tiempo se la realiza mediante un GPS ubicado en cada subestación y que en algunos casos es exclusiva para el sistema de RAP. El protocolo utilizado para la sincronización es el IRIG-B.

1.7.1.2. Frecuencia de Muestreo

El muestreo es el proceso de conversión de una señal continua (corriente o voltaje) a una señal discreta. La tasa de muestreo depende de la capacidad del microprocesador y del filtro análogo - digital del dispositivo. La tasa de muestreo de los dispositivos de registro está relacionada con la precisión de los datos capturados para el posterior análisis.

La tasa de muestreo de los RAP's debe ser lo suficientemente alta, tal que permita utilizar la información de sus registros en la verificación de los modelos del sistema. La tasa de muestreo debe ser también suficiente para permitir la captura de armónicos y condiciones transitorias que se presentan en los SEP.

1.7.1.3. Arranque o Activación de Registros

Los arranques o activaciones de registros de las magnitudes análogas y digitales deben utilizarse para la optimización de la información de registros de fallas, desempeño de los relés de protección y condiciones anormales en el sistema. Los ajustes de los RAP's varían dependiendo del lugar donde están ubicados y deben ser revisados periódicamente, en base a la experiencia operativa y a nuevas condiciones topológicas de la red.

Es importante entender las características de operación, métodos de medición, funciones disponibles de los RAP's, de tal forma que permita asegurarse que en la configuración o parametrización de los mismos se puedan capturar sólo aquellos eventos que tengan la característica de relevantes para el SEP o para el circuito que se encuentra monitoreando.

Uno de los principales procesos del registrador de fallas es determinar del valor eficaz de la onda y compararlo con el valor ajustado para accionar la orden de registro. La *Figura 1.5* muestra el instante en que se presenta un cambio en la magnitud de una variable monitoreada. Los rectángulos que se pueden observar representan el valor eficaz calculado para esa onda de lo que se desprende el valor eficaz de cualquier variable está disponible solo un semiciclo después (El valor eficaz del semiciclo 1 está representado por el rectángulo 1).

Como se puede ver el valor final de la onda se presenta recién en el semiciclo 3 y el valor eficaz final está representado por el rectángulo 3, esto significa que un cambio en una variable puede ser detectado hasta con un ciclo de retardo. El retardo producido por el método de cálculo empleado no produce pérdida de información, pues por lo general, el tiempo de registro de prefalla es mucho mayor.

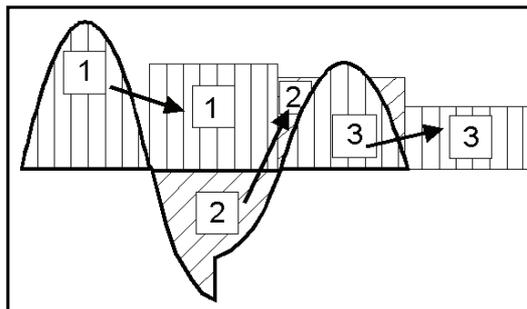


Figura 1.5.- Valores eficaces de los semiperíodos

1.7.1.3.1. Activación por niveles Min/Max

La activación se produce, en cuanto la magnitud monitoreada abandona la zona admisible.

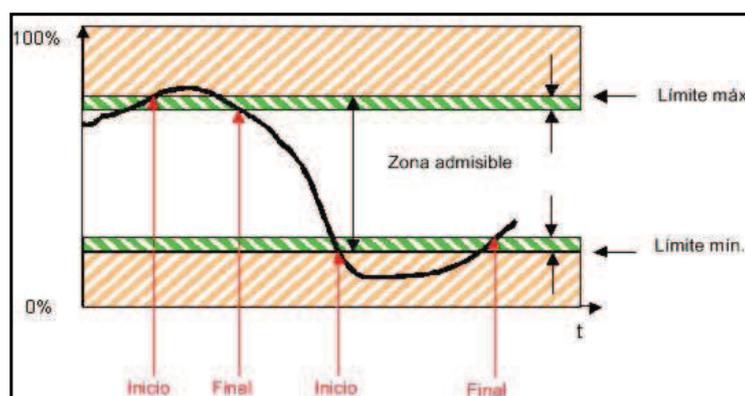


Figura 1.6.- Activación por niveles Min/Max

1.7.1.4. Tiempos de Almacenamiento

El tiempo de almacenamiento de un registro resulta de extrema importancia, pues éste debe ser suficiente para que pueda registrar todo el evento, pero al mismo tiempo éste no debe ser tan grande, pues dificulta el manejo de la información debido al tamaño de los archivos y aceleraría el llenado de la memoria de los distintos componentes del sistema.

El tamaño de los registros en los RAP's puede ser ajustado en cada uno de sus módulos y de acuerdo a las necesidades de la aplicación y análisis. Los tiempos de almacenamiento a ajustarse son:

Tiempo Prefalla: Corresponde al tiempo de historia antes de producirse el evento, es decir, es el período de estado estable previo a la perturbación.

Para el caso fallas este período debe ser de al menos 150 milisegundos.

Tiempo Post-Falla Mínimo/Máximo: Es el tiempo que se registrará una vez producido el evento.

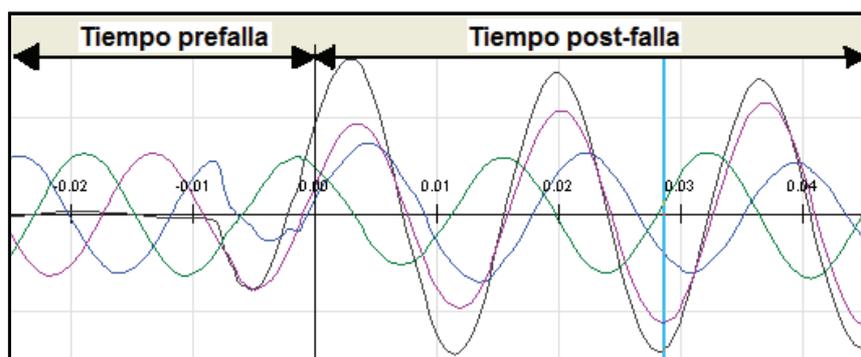


Figura 1.7.- Tiempo Prefalla y Post-Falla

La diferenciación de tiempo entre post-falla mínimo y máximo se la hace para evitar que existan eventos con tiempos de almacenamiento grandes y con información no relevante. El tiempo post-falla mínimo sirve en eventos de muy corta duración donde la variable monitoreada ha salido de la banda normal de operación por un tiempo inferior al tiempo post-falla mínimo, volviendo nuevamente a su estado normal.

El tiempo post-falla máximo es utilizado para el caso en el que la variable monitoreada sale de la banda de operación normal, alcanza un nuevo punto de equilibrio y permanece fuera de esta banda por tiempos superiores al tiempo máximo ajustado. De no existir este ajuste los registros tendrían tamaños demasiado grandes no manejables.

1.7.1.5. Control de la Memoria Disponible

Todas las funcionalidades de los RAP's almacenan información, misma que ocupa un espacio en la memoria de los equipos. El espacio de memoria reservado para cada una de las funcionalidades es independiente y parametrizable, de esta forma se garantiza que siempre exista espacio en la memoria para un nuevo registro en

cualquiera de los módulos del registrador. A medida que se presentan los eventos se incrementa el espacio ocupado por los mismos en la memoria de los dispositivos.

La memoria cíclica del sistema de RAP, consiste en el proceso de borrado automático de información almacenada cuando ésta supera el 90% del espacio asignado para ese módulo. Se realiza la eliminación de un número determinado de los eventos más antiguos para que exista siempre espacio para el registro de nuevos eventos.

1.7.1.6. Formas de Operación de los RAP's

Las formas de operación de los RAP's son: normal, bloqueo y prueba.

1.7.1.6.1. Modo normal

En modo normal el dispositivo puede realizar todas las funcionalidades disponibles.

1.7.1.6.2. Modo bloqueo

En modo bloqueo se encuentran deshabilitados los registradores análogo y de potencia - frecuencia, esto puede ser útil cuando se realizan trabajos de mantenimiento en las instalaciones; y por lo tanto, cualquier evento que se produzca es debido al trabajo y no al sistema.

1.7.1.6.3. Modo prueba

En modo prueba todas las funcionalidades están activas pero los eventos registrados presentan como causa del registro la palabra "Prueba", esta forma de operación es útil cuando se realiza la puesta en servicio.

1.7.1.7. Opciones de Comunicación

En cuanto a las comunicaciones los RAP's disponen de una serie de alternativas para la comunicación e implementación de una red de gestión de registradores de falla. Se pueden conectar directamente a través de puertos seriales disponibles tanto en la parte frontal como posterior de los dispositivos, haciendo posible el monitoreo, la parametrización y la descarga de la información de forma local. Otra de las alternativas es la conformación de una red LAN y a través de un PC concentrador se

puede mantener una comunicación remota. Existe también la posibilidad de realizarse la comunicación por vía telefónica.

Cuando existen varios registradores éstos deben ser integrados en una red independiente que permita la comunicación de los distintos elementos, de tal forma que cuando exista una orden de activación de arranque de un registrador hacia el resto de equipos asociados a la red, ésta debe ser transmitida inmediatamente y con el menor retardo posible. La falta de una red independiente podría causar que la comunicación se vea interferida por otras actividades de menor relevancia.

1.7.2. FUNCIONES DISPONIBLES EN LOS REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES

En la actualidad se disponen de dispositivos para el registro de eventos que traen incorporados varios módulos con funciones que antes se las conseguía sólo por separado, eventos como transitorios, fallas, oscilaciones de potencia, etc., no podían ser capturadas por un sólo equipo. Los RAP's instalados en el SNT cuentan con varios módulos que permiten monitorear distintos parámetros del SEP y entre las principales funcionalidades se tienen:

- Módulo registrador Voltaje/Corriente.
- Módulo registrador Potencia/Frecuencia.
- Módulo registrador Binario.
- Módulo registrador de Calidad de la Energía y Valores Medios.

1.7.2.1. Registrador Voltaje/Corriente

El registrador de señales análogas de voltaje y corriente realiza la captura de eventos de falla o perturbaciones de las señales de corriente y voltaje.

Este tipo de eventos es registrado con una alta tasa de muestreo correspondiente a 256 muestras por ciclo, es decir, a una frecuencia de 15 360 Hz. El valor eficaz de la onda es determinado por las 128 muestras correspondientes a un semiciclo (Figura 1.5) utilizando la expresión (1).

$$X_{EF} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{1}^n x_v^2} \quad (1)$$

Donde:

X_{EF} : Es el valor eficaz de voltaje o corriente.

X_V : Son los valores de voltaje o corriente en el instante que se toma la muestra.

Dado que, para la determinación del valor eficaz de la señal, se requiere tener la historia de los valores de al menos el semiciclo anterior, el arranque de un registro se producirá al menos un medio ciclo más tarde (aproximadamente 8,3 ms). Cuando se desea arrancar registros por variaciones bruscas de las señales monitoreadas (dM/dt), éstas se detectan al menos un ciclo más tarde (16,6 ms). Para evitar la pérdida de información debido al retraso en el cálculo del valor eficaz se debe establecer un valor prefalla mayor. Los tiempos de almacenamiento del registrador análogo están en el orden de centenas de milisegundos.

1.7.2.2. Registrador Potencia – Frecuencia

La frecuencia en un sistema eléctrico debe permanecer constante por efectos de la regulación primaria, pues la potencia suministrada por los generadores se adapta a la demanda. En un sistema interconectado cada participante debe tomar parte en este proceso de regulación para lograr que el valor de la frecuencia permanezca en un valor cercano al nominal del sistema garantizando así la calidad de suministro en el sistema de potencia.

El registrador potencia - frecuencia tiene la función de activarse cuando se produzca una perturbación en el sistema, ya sea por el cambio brusco en la generación o en la carga, capturando y almacenando este tipo de eventos para su posterior análisis. Los valores de frecuencia, potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente se obtienen de los valores medidos de voltaje y corriente. Con los resultados almacenados, se realiza una transformación de Fourier rápida, obteniéndose así el valor de la fundamental y para cada armónico sus componentes real e imaginario.

Para el cálculo de la potencia activa y reactiva se utiliza los valores reales e imaginarios de las componentes de Fourier hasta el armónico dieciséis, de acuerdo a las expresiones (2) y (3).

$$P = \sum_{n=1}^{16} \left((V_{Re,n} * I_{Re,n}) + (V_{Im,n} * I_{Im,n}) \right) \quad (2)$$

$$Q = \sum_{n=1}^{16} \left((V_{Im,n} * I_{Re,n}) - (V_{Re,n} * I_{Im,n}) \right) \quad (3)$$

Donde:

P , Q : Son la potencia activa y reactiva, respectivamente.

V_{Re} : Son los componentes reales de voltaje de los coeficientes de Fourier.

I_{Re} : Son los componentes reales de corriente de los coeficientes de Fourier.

V_{Im} : Son los componentes imaginarios de voltaje de los coeficientes de Fourier.

I_{Im} : Son los componentes imaginarios de corriente de los coeficientes de Fourier.

n : Es el n -ésimo coeficiente de Fourier.

Adicionalmente a la potencia activa y reactiva se puede obtener la potencia aparente, el factor de potencia y la frecuencia. El valor de la frecuencia se determina, por lo general, de una de las señales de voltaje disponibles.

El registrador de potencia - frecuencia es utilizado para el monitoreo de los valores de generación o carga. El tiempo de almacenamiento del registrador potencia - frecuencia puede ser de varios segundos e incluso minutos debido básicamente a que la tasa de muestreo mínima es de una muestra por ciclo.

1.7.2.3. Registrador Binario

La funcionalidad del registrador binario permite tener un registro de los cambios de estado de señales binarias que sean llevadas al registrador de fallas, es decir, se puede realizar la supervisión de las alarmas, operación de los relés de protección, estado de interruptor, etc. El registrador binario permite tener un registro de hasta 250 cambios de estado en 1 segundo, siendo la frecuencia de muestreo de 2 kHz (0,5 ms). Los tiempos de almacenamiento son los mismos del registrador Voltaje/Corriente.

1.7.2.4. Registrador Calidad y Valores Medios

La funcionalidad de registro de valores medios puede ser utilizada para el monitoreo de la calidad de la energía en la red de potencia. Básicamente consiste en determinar los valores eficaces de las magnitudes supervisadas, y de éstas, obtener el valor medio en un período determinado. El registro de valores medios permite tener un almacenamiento de los valores de voltaje, corriente y potencias. El registro de calidad permite tener mediciones de valores medios de armónicos hasta el número 50, así como también, puede obtenerse el valor de la distorsión armónica. El intervalo de tiempo mínimo para el que se registra este tipo de magnitudes es de un segundo. El tiempo de almacenamiento de este tipo de información puede ser de días, meses o hasta años.

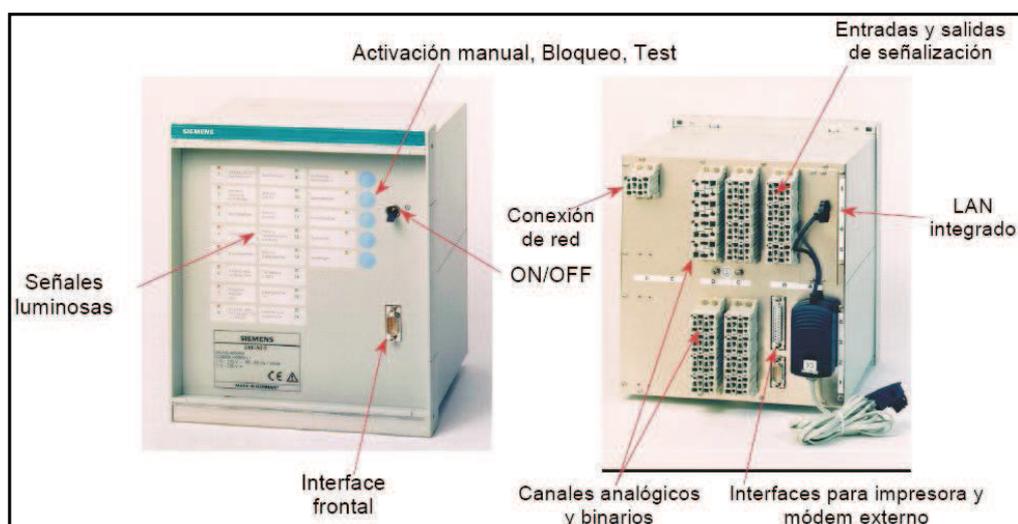


Figura 1.8.- Equipo RAP: Vista frontal y vista posterior.

1.7.3. SISTEMA DE REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO

En el SNT ecuatoriano, se está implementando el sistema de RAP, mismo que realiza el monitoreo de las distintas bahías en la subestación, de acuerdo con los siguientes criterios:

- Para bahías de línea se supervisa con señales de voltaje de línea y corriente de línea trifásica.

- Para los transformadores se supervisa las corrientes de línea. Puesto que no existen transformadores de potencial en los transformadores de potencia, el voltaje para el cálculo de la potencia puede ser realizado con el voltaje de barra.
- Para bahías de transferencia, 138 kV, se supervisa los voltajes de barra principal y para bahías de acoplamiento, 230 kV, se supervisa los voltajes de barra 1 y barra 2.

La supervisión de las señales de la forma antes descrita permiten realizar el monitoreo del sistema tanto en el registrador voltaje/corriente como en el registrador de potencia/frecuencia. Además de las señales análogas, también se realiza el monitoreo de señales binarias, mismas que corresponden básicamente a las señales de operación de las protecciones existentes en cada bahía. Las señales de los interruptores también son monitoreadas.

1.7.3.1. Sistema de RAP en Subestaciones del SNT ecuatoriano

En cada subestación, el sistema consiste de los equipos registradores de perturbaciones, agrupados por nivel de voltaje y conectados a un equipo concentrador de datos mediante una red LAN, *Figura 1.9*. El concentrador de datos que al mismo tiempo es un computador de almacenamiento, realiza la interrogación cíclica a cada uno de los registradores en busca de nuevos eventos registrados, si en la interrogación cíclica se han presentado eventos, éstos son transmitidos y almacenados en el computador concentrador de datos.

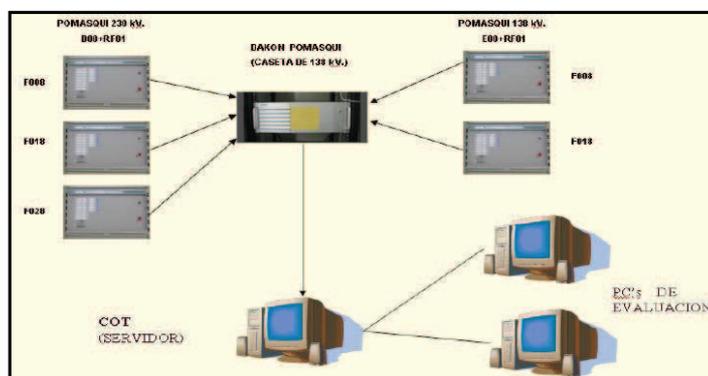


FIGURA 1.9.- Conformación de la Red de RAP en la Subestación

1.7.3.2. Sistema de RAP en el COT

Similar a lo que sucede en cada subestación, cada uno de los concentradores de datos son interrogados cíclicamente por un PC servidor ubicado en las instalaciones del COT, la interrogación se la realiza en busca de nuevos eventos los mismos que son transmitidos, almacenados en el PC servidor y que están disponibles en el COT para su evaluación y análisis. La información en el COT, está disponible a través de computadores de evaluación, *Figura 1.10*, mismos que se conectan al PC servidor.

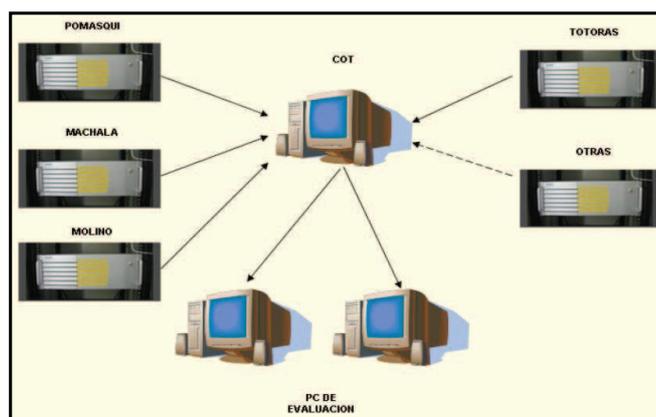


FIGURA 1.10.- Conformación de la Red de RAP en el SNT

Las subestaciones del sistema nacional de transmisión que cuentan con estos equipos son:

Tabla 1.2.- Dirección IP del DAKON PC.

SERVIDOR NORTE (IP 172.16.55.21)		SERVIDOR NORTE (IP 172.16.55.21)	
DAKON NAME	IP Address	DAKON NAME	IP Address
Pomasqui (2006)	172.16.50.15	Machala (2005)	172.16.48.22
Puyo (2006)	172.16.200.100	Milagro (2007)	172.16.105.30
San Gregorio (2010)	172.16.22.10	Molino (2007)	172.16.61.5
Santa Rosa (2010)	172.16.42.50	Salitral (2009)	172.16.66.80
Totoras (2008)	192.168.1.222	Sinincay (2010)	10.1.9.168
		Zhoray (2010)	172.16.106.113
		N. Prosperina (2011)	10.1.10.160

1.7.3.3. Supervisión de Señales

Las señales que se supervisan con los RAP son las corrientes de fase y los voltajes fase – neutro del sistema trifásico. En la *Figura 1.11* se muestra el esquema general de la conexión de los RAP para el caso de línea de transmisión, donde se puede observar que el dispositivo comparte la señal con los relés de protección que para este caso corresponde a la protección de distancia primaria. Dependiendo de la subestación y la bahía monitoreada esta configuración puede variar.

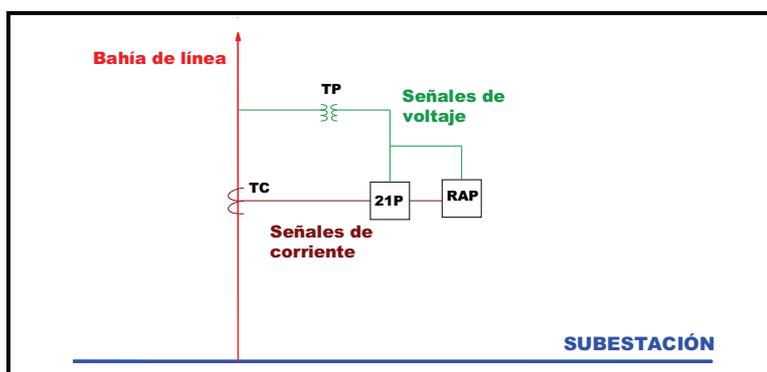


FIGURA 1.11.- Esquema Unifilar de Conexión del RAP en una Bahía de Línea

Además de las señales analógicas, se supervisa también señales de estado correspondientes a la operación de los relés de protección, alarmas y estado del interruptor.

En el caso de bahías de línea se han llevado al registrador las señales:

- Disparo de la protección de distancia primaria y secundaria. (21P ó 21S).
- Envío y recibo de la teleprotección de la protección primaria y secundaria.
- Envío y recibo DDT (Disparo Directo Transferido).
- Disparo por 50BF (Falla Interruptor).
- Operación de relés de disparo para la protección primaria y secundaria.
- Operación de relés de bloqueo.
- Operación de la función de oscilación.
- Sobre y bajo voltaje.
- Interruptor abierto/ cerrado.

- Disparo de la protección de separación de áreas (para el caso de la interconexión con Colombia).

Para bahías de transformadores:

- Disparo de la protección diferencial de transformador (87T).
- Disparo de protección de sobrecorriente de fase o neutro del transformador (50/51 ó 50/51N).
- Operación de relés de bloqueo.
- Disparo por protecciones mecánicas (Sobrettemperatura, Bucholtz, etc.).
- Interruptor abierto/cerrado.

Para las bahías de acoplamiento:

- Disparo de la protección diferencial de barra (87B).
- Operación de relés de bloqueo.
- Interruptor abierto/cerrado.

En definitiva las señales del sistema de protecciones que son monitoreadas por el registrador de fallas dependen básicamente del esquema de protección existente en la subestación donde se han instalado los dispositivos.

1.7.3.4. Interfaz con el Sistema Registradores Automáticos de Perturbaciones

Para la parametrización, comunicación y evaluación de los eventos registrados se hace uso del software propietario de SIEMENS, suministrador de los equipos, denominado OSCOP P.

OSCOP P, es un software dividido en varios módulos, en el que cada uno realiza una función determinada. Los módulos son los siguientes:

- Módulo de Parametrización del sistema de registradores.
- Módulo de Transmisión de datos.
- Módulo de Evaluación de los registros.
- Módulo Localizador de falla.

La parametrización del sistema de registradores permite clasificar el sistema por zonas, subestaciones, nivel de voltaje, alimentadores, dispositivos, etc. En el módulo de parametrización de equipos se realiza la selección de las funciones que se activarán en los RAP determinando así los ajustes para los arranques de registros, las funcionalidades habilitadas, alarmas, etc.

En el módulo de Transmisión, se determina si se desea transmitir los datos manual o automáticamente, el formato en que se requiere transferirlos, los equipos a ser monitoreados, el tiempo para transferirlos, etc.

En el módulo de evaluación se realiza en sí la evaluación del evento, en éste se visualiza las oscilografías de los registros tanto en valores eficaces como en valores instantáneos, cálculo de impedancias, análisis fasorial, etc. Este módulo es el utilizado básicamente para el análisis de fallas.

Adicionalmente, se dispone del módulo localizador de fallas que realiza el cálculo de la ubicación de la falla, así como del circuito afectado.

1.7.4. APLICACIONES DE REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES EN EL SNT ECUATORIANO

En los párrafos anteriores se ha descrito las principales características y funcionalidades de los dispositivos registradores de fallas, así como también, se ha presentado la forma de implementación del sistema de registradores de fallas como parte integrante dentro del SNT ecuatoriano. Es tiempo entonces de describir brevemente las distintas aplicaciones de estos dispositivos como herramientas para el mejoramiento de la operación del sistema eléctrico ecuatoriano.

Las principales aplicaciones de la información suministrada por los RAP son las siguientes:

- Análisis de fallas o perturbaciones en sistemas eléctricos de potencia.
- Verificación del sistema de protecciones.
- Validación de los modelos para estudios eléctricos.
- Análisis de la calidad de la energía del sistema.
- Análisis del sistema en tiempo real.

1.7.4.1. Análisis de Falla o Perturbaciones del SNT

Una de las principales aplicaciones del sistema, es el análisis de fallas en el SEP. Los RAP proporcionan información que permite identificar las características presentes en determinada falla, mediante el uso de las señales monitoreadas por estos dispositivos.

Cuando en el sistema ocurre una falla, existen variaciones en la corriente y voltaje que afectan en mayor o menor grado los distintos puntos del sistema, dependiendo del elemento fallado y de la potencia de cortocircuito en el lugar de la falla. Estas variaciones son de mayor magnitud en los elementos asociados a la falla y pueden ser vistos en los circuitos más próximos a la falla, sean estos componentes de las subestaciones afectadas por la falla (en el caso de falla en líneas de transmisión) o subestaciones en la zona de la falla. El análisis de falla se realiza con la ayuda de las oscilografías, permitiendo determinar: la fase donde se produjo la falla, la magnitud de los variables en la falla, la duración de la falla, tiempos de actuación de relés, la localización de la falla (distancia a la falla), etc.

1.7.4.2. Verificación del Sistema de Protecciones

A pesar de que en la actualidad se disponen de modernos Equipos de Protección Digitales (IEDs), mismos que disponen de nuevas funcionalidades y aplicaciones, resulta de verdadera importancia realizar en análisis de la respuesta y actuación del sistema de protecciones ante la presencia de una falla o perturbación del sistema. Existen varias maneras y herramientas para realizar este tipo de análisis, y precisamente, una de ellas es la de utilizar la información proporcionada por los RAP.

1.7.4.3. Validación de Modelos para Estudios Eléctricos en SEP

Estudios eléctricos de flujos de potencia, análisis de cortocircuitos, estabilidad, transitorios electromagnéticos, calidad de la energía, etc., son realizados con la utilización de distintos programas computacionales que básicamente realizan la simulación del sistema con la ayuda de modelos matemáticos. Este tipo de programas ofrece al usuario una serie de elementos para su utilización y la selección

de tal o cual modelo debe estar acorde al fenómeno a simularse y la respuesta del mismo debe ser la más cercana a la realidad.

Dispositivos como los RAP y el uso adecuado de todas sus funcionalidades disponibles permiten obtener registros de mediciones para gran parte de los estudios realizados en el campo de los sistemas eléctricos de potencia. La utilización de la información suministrada, proporciona una herramienta para la contrastación de este tipo de estudios.

1.7.4.4. Análisis del Sistema en Tiempo Real

Si bien los RAP, básicamente son una herramienta para el análisis post-falla, debido a la configuración del sistema que permite tener los registros oscilográficos disponibles en el COT en unos cuantos minutos, los RAP pueden constituirse en una herramienta para la toma de decisiones sobre todo en el caso de la presencia de una falla, ayudando al operador a determinar el tiempo de duración de la falla, las fases involucradas, la magnitud de las variables eléctricas, la localización de la falla, etc.

1.8. SUBESTACIÓN CARAGUAY [8]

La ciudad de Guayaquil requiere de un nuevo punto de abastecimiento de energía eléctrica desde el SNI, desde el cual se pueda atender el crecimiento de la demanda de la zona centro y sur de la ciudad.

Para cubrir esta necesidad, está en construcción este sistema, que consta de una línea de transmisión de 6 km a 138 kV, doble circuito y de la subestación Caraguay 138/69 kV de 225 MVA.

Para cubrir el retraso de la entrada en operación de la subestación Las Esclusas 230/138 kV, se tiene previsto alimentar la subestación Caraguay desde la subestación Salitral, utilizando uno de los circuitos de la línea Salitral – Trintaria de 138 kV y uno de los circuitos de la línea Trinitaria – Las Esclusas de 230 kV, energizado a 138 kV.

La Subestación Caraguay, 138/69 kV, constará de las siguientes obras:

barra de entrega de energía desde el SNT, este proyecto consideraba la instalación a nivel de 69 kV, de 24 Mvar (2 x 12 Mvar) de compensación capacitiva, sin embargo, un banco de capacitores fue instalado en la subestación Portoviejo, antes del ingreso en operación de la línea Quevedo – San Gregorio de 230 kV, a fin de mejorar las condiciones críticas de suministro de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de las zonas centro y sur de la provincia de Manabí.

La Subestación Nueva Prosperina, 230/69 kV, consta de las siguientes obras:

- Transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/69 kV.
- Dos bahías de línea de 230 kV.
- Una bahía de transformador de 230 kV.
- Una bahía de acoplador de 230 kV.
- Tres bahías de línea de 69 kV.
- Una bahía de transformador de 69 kV.
- Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Un banco de capacitores de 12 Mvar a nivel de 69 kV.

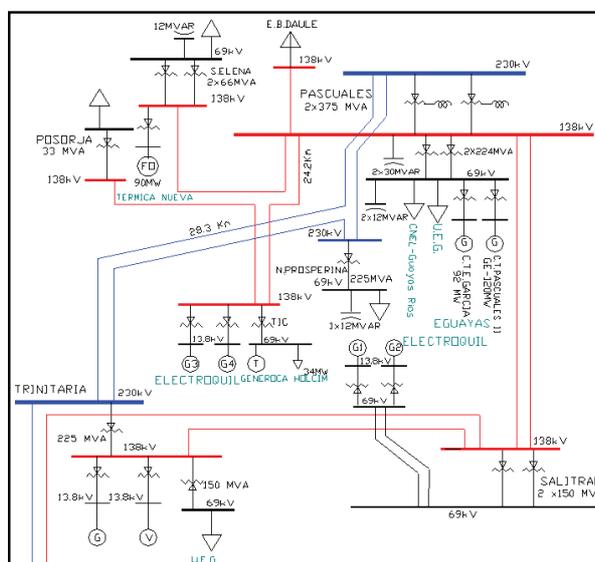


FIGURA 1.13.- Diagrama unifilar de la subestación Nueva Prosperina

1.10. ANORMALIDADES QUE OCURREN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA [2]

En relación con las consecuencias, las anomalías que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en fallas y perturbaciones.

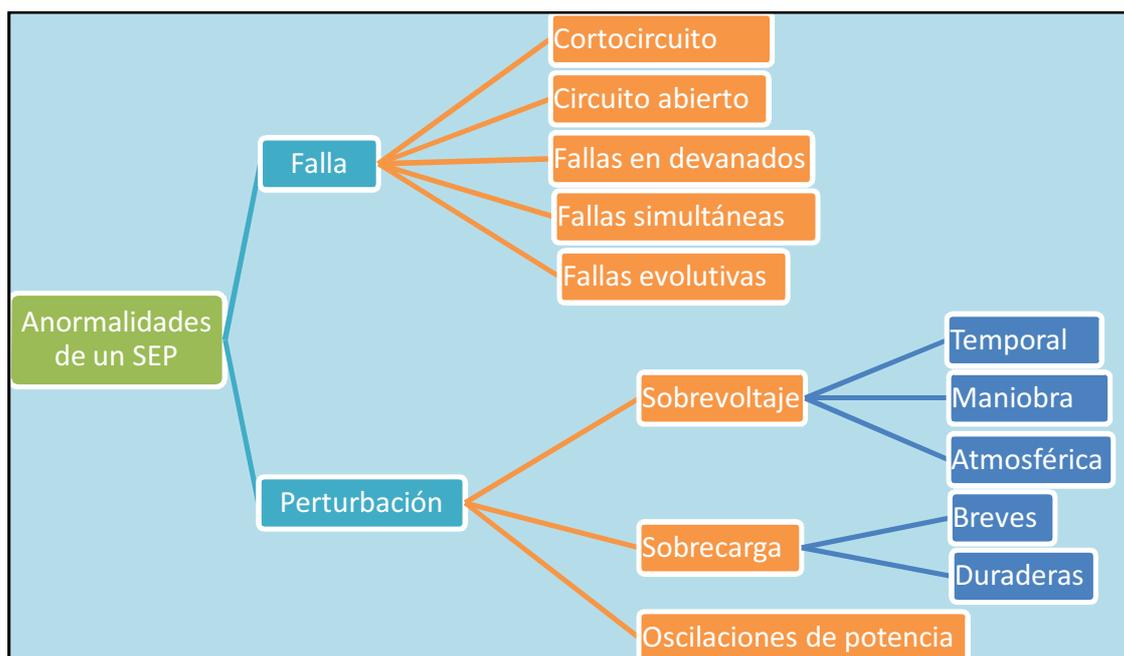


FIGURA 1.14.- Anormalidades en sistemas de potencia

CAPITULO II

ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS PARA DETERMINAR LOS VALORES DE AJUSTE DE LOS RAP's EN LA SUBESTACION CARAGUAY

En este capítulo se presenta el análisis para determinar los valores de ajuste de los registradores automáticos de perturbaciones en cada bahía de 138 kV y 69 kV de la subestación Caraguay, además se incluye una tabla resumen con los valores de ajuste para los RAP's determinados.

2.1. AJUSTE DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 69 kV

En las fases:

Para determinar los valores de ajuste de voltajes en las bahías de 69 kV, se tiene presente la Regulación No. CONELEC 004/02 "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", las bandas de variación de voltaje permitidas en las barras del SNT son las presentadas en la Tabla 2.1 [9].

Tabla 2.1.- Bandas de variación de voltaje.

Barras de 230 kV		Barras de 138 kV		Puntos de entrega: 69 kV, 46 kV y 34,5 kV	
Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo
+7%	-5%	+5	-7%	+3	-3
1,07 p.u.	0,95 p.u.	1,05 p.u.	0,93 p.u.	1,03 p.u.	0,97 p.u.
246,1 kV	218,5 kV	144,9 kV	128,3 kV	71,1 kV	66,9 kV

El arranque o activación de registros debe iniciar cuando el voltaje esté fuera de la banda de variación, es decir cuando ocurra un evento, ya que cuando existe alguna anomalía en un SEP aparecen fenómenos como el aumento o disminución del voltaje. Para evitar registros innecesarios se incrementa la banda de variación a

$\pm 10\%$ del voltaje nominal (fase-neutro), siendo esta consideración aplicable a todos los niveles de voltaje.

$$V_{max_ajuste} = 110\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{min_ajuste} = 90\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 1,1 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{min_ajuste} = 0,9 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 43,82 \text{ kV}$$

$$V_{min_ajuste} = 35,85 \text{ kV}$$

Para determinar los valores de ajuste para el arranque de registros por cambios bruscos del valor eficaz del voltaje de fase (dM/dt), el equipo RAP no debe ser tan sensible, debido a las variaciones de voltaje en estado estable que se presentan en el sistema, por tal motivo se considera un 20% del voltaje nominal (fase-neutro).

$$dM/dt V_{fases} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$dM/dt V_{fases} = 0,2 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{fases} = 7,97 \text{ kV}$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste máximo de voltaje del neutro se considera un desbalance de un 20% sobre el valor nominal fase – neutro.

$$V_{max_ajuste} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 0,2 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 7,97 \text{ kV}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de voltaje del neutro.

$$V_{min_ajuste} = 0 \text{ kV}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos del valor eficaz del voltaje del neutro (dM/dt), se considera un 10% del voltaje nominal (fase-neutro), debido a que no se necesita que el equipo sea tan sensible, por condiciones propias del sistema.

$$dM/dt V_{neutro} = 10\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 0,1 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 3,98 kV$$

En Secuencia Positiva:

Bajo condiciones normales de operación, el voltaje de fase es el voltaje de secuencia positiva.

$$V_{max_sec(+)} = 43,82 kV$$

$$V_{min_sec(+)} = 35,85 kV$$

En Secuencia Negativa:

Para determinar el valor de ajuste máximo de secuencia negativa, se considera la Regulación N° CONELEC - 003/08 "El factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa no será superior al 1.3%" [10].

$$MV_2 = V_{S_N} / V_{S_P} = 1,3\% \quad (4)$$

Donde:

MV_2 : Factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa.

V_{S_N} : Voltaje de secuencia negativa.

V_{S_P} : Voltaje de secuencia positiva.

$$V_{max_sec(-)} = 1,3\% * V_{nominal_fase_neutro}$$

$$V_{max_sec(-)} = 0,013 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_sec(-)} = 0,518 kV$$

2.2. AJUSTES EN LAS BAHÍAS UEG 1, UEG 2 Y UEG 3

Como se trata de una subestación próxima a ser puesta en servicio, un criterio válido para determinar los ajustes de los equipos registradores de fallas es utilizando la capacidad de corriente dado por el fabricante del conductor.

El conductor utilizado en los alimentadores es el Flicker 477,00 MCM A.C.S.R.

APLICACIONES A.C.S.R [11]

Los conductores de aluminio desnudo reforzados con acero tipo A.C.S.R. (Aluminum conductor steel reinforced) son utilizados para líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Estos conductores ofrecen una resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico óptimo para el diseño de estas líneas. El alma de acero de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseado, sin sacrificar la capacidad de corriente del conductor.

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERIOS

Calculada para una temperatura del conductor de 75 °C, temperatura ambiente 25 °C, emisividad de 0.5, viento de 0.61 m/seg. y con efecto del sol (1033 watts/m²).

Tabla 2.2.- Información Técnica Flicker.

NOMBRE CLAVE	CALIBRE AWG O MCM	SECCION AL mm ²	SECCION TOTAL mm ²	FORMACION No. de hilos por diámetro mm. AL . St	DIAMETRO EXTERIOR mm.	PESO AL Kg/Km	PESO ACERO Kg/Km	PESO TOTAL Kg/Km	TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. A 20°C ohms/Km.	CAP. DE CORRIENTE DE AMP.
Flicker	477,00	241,70	273,10	24x3,58 + 7x2,39	21,48	669,70	244,40	914,10	7802,00	0,1175	655

En las fases:

Para determinar los ajustes máximos de corriente de los alimentadores, se considera el límite operativo de la línea en estado estable, este límite es el 80% de la capacidad de corriente del conductor dado por el fabricante, consideración utilizada por

TRANSELECTRIC y en estado de emergencia es el 100% de la capacidad del conductor.

$$I_{max_ajuste} = 80\% * Capacidad_{corriente_conductor}$$

$$I_{max_ajuste} = 0,80 * 655 A$$

$$I_{max_ajuste} = 524 A$$

El valor eficaz de la onda de corriente es determinado por la ecuación (1), es decir sin importar la dirección de la corriente este valor siempre es positivo, por esta razón el valor de ajuste mínimo de corriente es cero.

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

Para determinar el arranque del equipo registrador de fallas por cambios bruscos del valor eficaz de la corriente de cada alimentador, se considera que sale súbitamente la tercera parte de la carga conectada a dicho alimentador, tomando la potencia nominal del transformador. Esta consideración se la hace debido a que se necesita que se registren cambios significativos del valor de la corriente.

$$I_{c/alimentador} = \frac{S_{trafo}/3}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$dM/dt I_{alimentador} = \frac{I_{c/alimentador}}{3}$$

$$I_{c/alimentador} = \frac{225 MVA/3}{\sqrt{3} * 69 kV}$$

$$dM/dt I_{alimentador} = \frac{627,56 A}{3}$$

$$I_{c/alimentador} = 627,56 A$$

$$dM/dt I_{alimentador} = 209,18 A$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste máximo de corriente en el neutro, se considera un desbalance de un 20% sobre la corriente de cada alimentador.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{c/alimentador}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 627,56 A$$

$$I_{max_neutro} = 125,5 A$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente del neutro.

$$I_{min_neutro} = 0 A$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos del valor eficaz de la corriente del neutro (dM/dt), se considera un desbalance de 20% de la corriente de ajuste máxima del neutro.

$$dM/dt I_{neutro} = 20\% * I_{max_neutro}$$

$$dM/dt I_{neutro} = 0,2 * 125,5 A$$

$$dM/dt I_{neutro} = 25,1 A$$

En Secuencia Positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 524 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

En Potencias:

Para determinar el valor de ajuste máximo de potencia activa, se considera la capacidad de corriente del conductor y un factor de potencia de 1,0 para obtener la máxima potencia activa en los alimentadores.

$$P_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * V_{LL} * I_{capacidad_conductor} * \cos(\varphi)}{3} \quad \cos(\varphi) = 1,0$$

$$P_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * 69 kV * 655 A * 1,0}{3}$$

$$P_{max_ajuste_1\phi} = 26,09 MW$$

Para determinar el valor de ajuste mínimo de potencia activa se considera si existe posibilidad en el cambio en la dirección del flujo, en este caso por tratarse de alimentadores, no hay cambio de dirección y por lo tanto el ajuste mínimo será cero.

$$P_{min_ajuste_1\phi} = 0 \text{ MW}$$

Para determinar el valor de ajuste de potencia reactiva máxima se considera la capacidad de corriente del conductor utilizado y un factor de potencia de 0,95.

$$Q_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * V_{LL} * I_{capacidad_conductor} * \text{sen}(\varphi)}{3} \quad \varphi = 18,2^\circ$$

$$Q_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * 69 \text{ kV} * 655 \text{ A} * \text{sen}(18,2^\circ)}{3}$$

$$Q_{max_ajuste_1\phi} = 8,15 \text{ Mvar}$$

Para determinar el valor de ajuste mínimo de potencia reactiva se considera al igual que la mínima potencia activa, si existe posibilidad en el cambio en la dirección del flujo, en este caso por tratarse de alimentadores, no hay cambio de dirección y por lo tanto el ajuste mínimo será cero.

$$Q_{min_ajuste_1\phi} = 0 \text{ Mvar}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos en la potencia activa y reactiva (dM/dt), se considera que el autotransformador ATQ está trabajando con su capacidad nominal y sale súbitamente la tercera parte de la carga conectada a cada alimentador.

$$fp = 1,0$$

$$P_{c/alimentador} = \frac{S_{trafo} * \text{cos}(\varphi)}{3}$$

$$P_{c/alimentador} = \frac{225 \text{ MVA} * 1,0}{3}$$

$$P_{c/alimentador} = 75 \text{ MW}$$

$$\frac{dM}{dt} P = \frac{P_{c/alimentador_{1\phi}}}{3}$$

$$P_{c/alimentador_{1\phi}} = \frac{75 \text{ MW}}{3}$$

$$\frac{dM}{dt} P = \frac{25 \text{ MW}}{3}$$

$$P_{c/alimentador_{1\phi}} = 25 \text{ MW}$$

$$\frac{dM}{dt} P = 8,33 \text{ MW}$$

Para un $fp = 0,95$

$$\frac{dM}{dt} Q = \frac{Q_{c/alimentador_{1\phi}}}{3}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = \frac{25 \text{ MW} * \tan(18,2^\circ)}{3}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 2,74 \text{ Mvar}$$

2.3. AJUSTES DE FACTOR DE POTENCIA

Para determinar los ajustes de factor de potencia se realiza el análisis en que considera una falla en la L/T Salitral – Caraguay.

El aporte de corriente a la falla, que circula por la L/T Salitral – Caraguay es I_{cc} , esta corriente va a ser detectada por el equipo RAP instalado en la bahía Salitral de la S/E Caraguay.

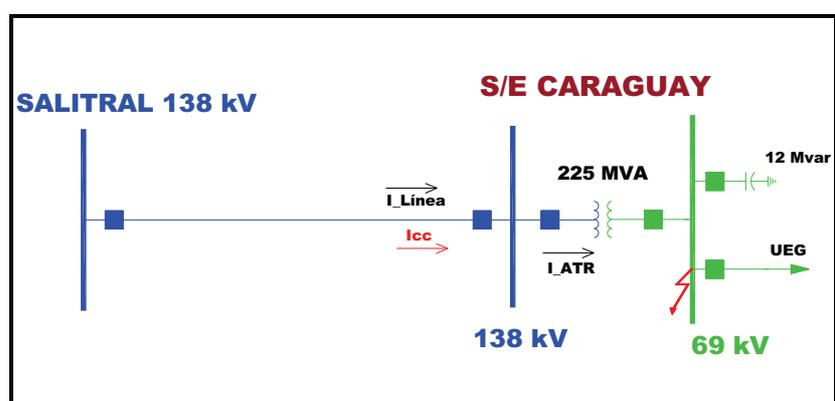


FIGURA 2.1.- Diagrama unifilar de la S/E Caraguay para ajuste de fp.

Considerando un factor de potencia de 0,98 en atraso, es decir $\theta = -11,48^\circ$.

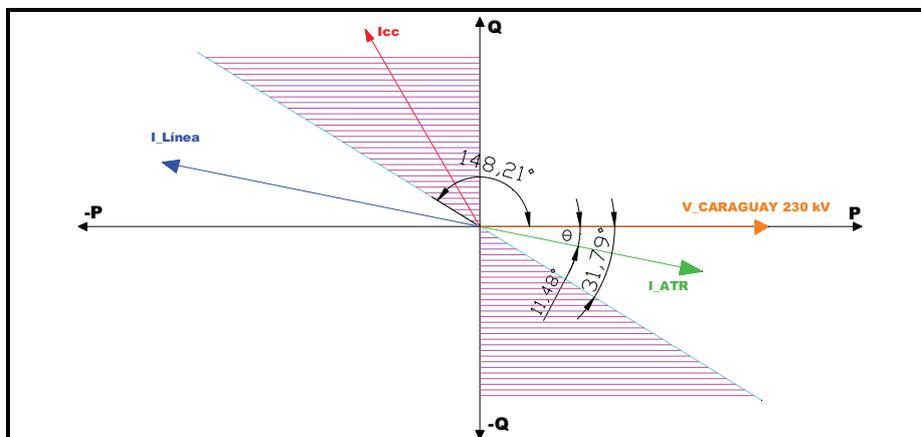


FIGURA 2.2.- Diagrama fasorial ante una falla en la barra Caraguay 69 kV.

Del diagrama fasorial se puede determinar que el ángulo de defasaje en condiciones normales de operación puede ser máximo de $31,79^\circ$. Para valores mayores a este, existe una falla en el sistema, por lo que de la grafica de la función coseno se tiene que:

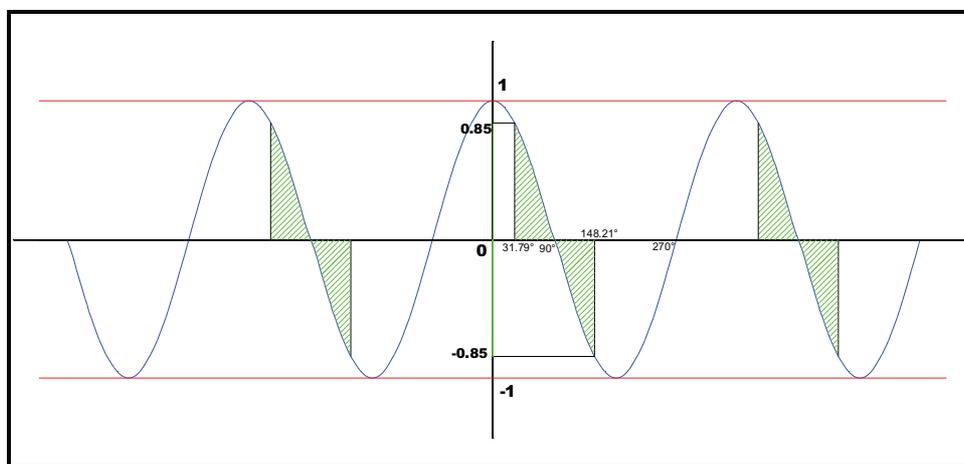


FIGURA 2.3.- Función coseno para determinar el ajuste de fp.

$$\cos(90^\circ) \leq \cos(\theta) \leq \cos(31,79^\circ)$$

$$0 \leq \cos(\theta) \leq 0,85$$

$$0 \leq fp \leq 0,85$$

$$\cos(148,21^\circ) \leq \cos(\theta) \leq \cos(90^\circ)$$

$$-0,85 \leq \cos(\theta) \leq 0$$

$$-0,85 \leq fp \leq 0$$

El ajuste del factor de potencia es:

$$fp_{max} = 0,85 \quad \text{atraso}$$

$$fp_{min} = 0,85 \quad \text{adelanto}$$

2.4. AJUSTES DE FRECUENCIA

Para determinar los ajustes de frecuencia en los equipos registradores de fallas, se considera el Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia EAC-BF para el sistema eléctrico ecuatoriano. Para el semestre Abril 2011 a Septiembre 2011, se recomienda implantar el siguiente esquema de desconexión automática [12]:

Tabla 2.3.- EAC – BF para el SNI período Abril 2011 – Septiembre 2011.

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA DISEÑADO				
Porcentajes de Desconexión de Carga				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59.4	12	6%	6%
2	59.2	12	9%	15%
3	59.1	12	9%	24%
4	59	12	9%	33%
5	58.8	12	9%	42%
6	58.6	12	9%	51%

Tiempo de actuación = temporización del relé + tiempo de apertura de interruptor

Desconexión de carga (%): porcentaje con relación a la carga total.

Un criterio para determinar el ajuste es $\pm 0,4$ la frecuencia nominal, para registrar eventos antes que actúe el primer paso del EAC-BF.

$$f_{max_ajuste} = 60,0 \text{ Hz} + 0,4 \text{ Hz}$$

$$f_{min_ajuste} = 60,0 \text{ Hz} - 0,4 \text{ Hz}$$

$$f_{max_ajuste} = 60,4 \text{ Hz}$$

$$f_{min_ajuste} = 59,6 \text{ Hz}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos, se considera el mínimo valor de variación de frecuencia para que actúe el siguiente paso del EAC-BF.

$$dM/dt f = 0,1 \text{ Hz}$$

2.5. AJUSTES EN LA BAHÍA BC1

Con la Regulación No. CONELEC 004/02, se determina los valores de voltajes máximo y mínimo de operación en la barra de 69 kV ($\pm 3\%$) de la S/E Caraguay [9].

$$V_{max_operación} = 103\% * V_{nominal}$$

$$V_{min_operación} = 97\% * V_{nominal}$$

$$V_{max_operación} = 1,03 * 69 \text{ kV}$$

$$V_{min_operación} = 0,97 * 69 \text{ kV}$$

$$V_{max_operación} = 71,07 \text{ kV}$$

$$V_{min_operación} = 66,93 \text{ kV}$$

Para el banco de capacitores: $S = Q = 12 \text{ Mvar}$

$$I_L = \frac{Q}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_{max_operación} = \frac{Q}{\sqrt{3} * V_{min_operación}}$$

$$I_{nominal} = \frac{12 \text{ Mvar}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}}$$

$$I_{max_operación} = \frac{12 \text{ Mvar}}{\sqrt{3} * 66,93 \text{ kV}}$$

$$I_{nominal} = 100,4 \text{ A}$$

$$I_{max_operación} = 103,51 \text{ A}$$

En las fases:

La corriente calculada es la máxima corriente de operación en condiciones normales, para determinar el valor de ajuste máximo se incrementa un 30% a este valor de corriente.

$$I_{max_ajuste} = 130\% * I_{max_operación}$$

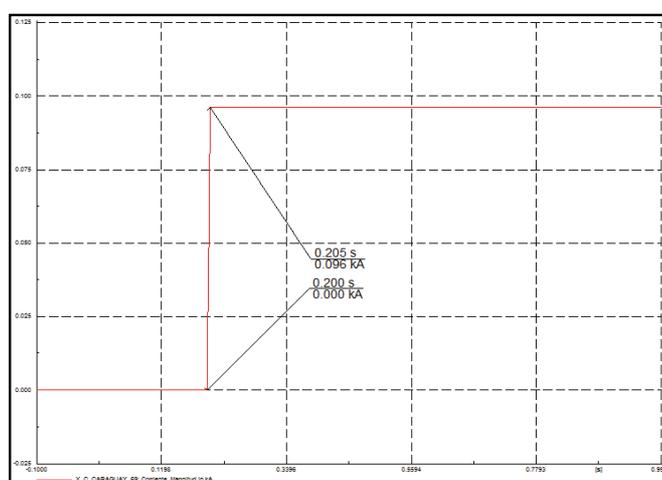
$$I_{max_ajuste} = 1,3 * 103,51 \text{ A}$$

$$I_{max_ajuste} = 134,56 \text{ A}$$

El valor de ajuste mínimo de corriente es cero, debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente.

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

Para determinar el ajuste de dM/dt de corriente, se considera la conexión del banco de capacitores (12 Mvar), en condición normal de operación del sistema. La simulación se realiza con el paquete computacional DlgSILENT - Power Factory.



protección 51 de desbalance del banco de capacitores, se cortocircuita otra unidad capacitiva.

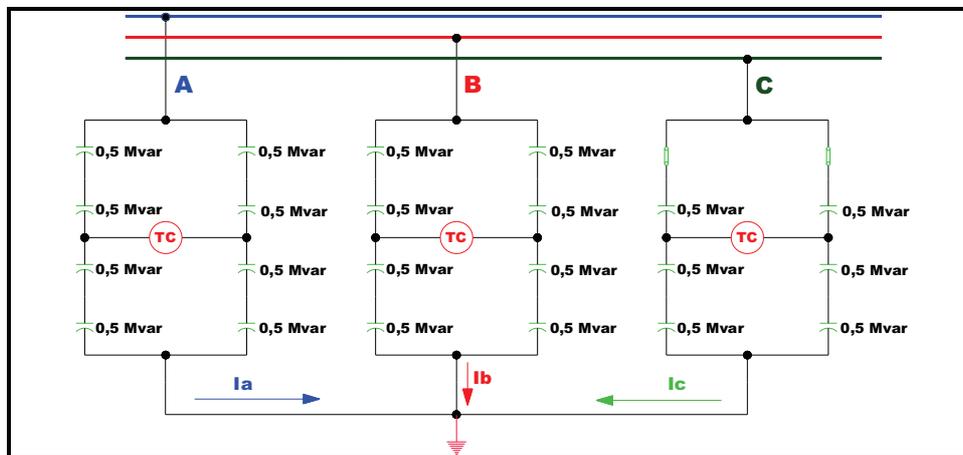


FIGURA 2.5.- Análisis de conexión de unidades capacitivas para ajustes de corriente del neutro.

Para las fases A y B:

Cálculo de la reactancia equivalente.

$$X_c = \frac{V_{fase_neutro}^2}{Q_c}$$

$$X_{c_eq} = \frac{\left(\frac{69}{\sqrt{3}} \text{ kV}\right)^2}{4 \text{ Mvar}}$$

$$X_{c_eq} = 396,75 \Omega$$

Cálculo de las corrientes en las fases A y B.

$$I = \frac{V_{fase_neutro}}{X_{c_eq}}$$

$$I = \frac{\frac{69}{\sqrt{3}} \text{ kV}}{396,75 \Omega}$$

$$I = 100,41 \text{ A}$$

$$I_a = I_b = 100,41 \text{ A}$$

Para la fase C:

$$X_{c_interno} = \frac{(V_{c_interno})^2}{Q_{c_interno}}$$

$$X_{c_interno} = \frac{\left(\frac{69 \text{ kV} / \sqrt{3}}{4}\right)^2}{0,5 \text{ Mvar}}$$

$$X_{c_interno} = 198,38 \Omega$$

Cálculo de la reactancia equivalente.

$$X_{c_equivalente} = \frac{3}{2} * X_{c_interno}$$

$$X_{c_equivalente} = \frac{3}{2} * 198,38 \Omega$$

$$X_{c_equivalente} = 297,57 \Omega$$

Cálculo de la corriente en la fase C.

$$I_c = \frac{V_{fase_neutro}}{X_{c_eq}}$$

$$I_c = \frac{\frac{69}{\sqrt{3}} \text{ kV}}{297,57 \Omega}$$

$$I_c = 133,87 \text{ A}$$

En un sistema balanceado la corriente que circula por el neutro es cero, en este caso hay un desbalance que hará que exista una corriente por el neutro, este es el valor de ajuste máximo.

$$\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = \bar{I}_n$$

$$(100,41\angle 0^\circ) + (100,41\angle 240^\circ) + (133,87\angle 120^\circ) = \bar{I}_n$$

$$\bar{I}_n = (33,46\angle 120^\circ) A$$

$$I_{max_neutro} = 33,46 A$$

$$I_{min_neutro} = 0 A$$

En secuencia positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 134,56 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

En potencias:

Cálculo de la reactancia capacitiva del banco de capacitores.

$$X_c = \frac{V_n^2}{Q_c}$$

$$X_c = \frac{(69 kV)^2}{12 Mvar}$$

$$X_c = 396,75 \Omega$$

El valor de ajuste de potencia reactiva máxima se lo determina con el voltaje máximo de operación del banco de capacitores.

$$Q_c = \frac{V_n^2}{X_c}$$

$$Q_{c_max_3\phi} = \frac{V_{max_operación}^2}{X_c}$$

$$Q_{c_max_3\phi} = \frac{(71,07 \text{ kV})^2}{396,75 \Omega}$$

$$Q_{c_max_3\phi} = 12,73 \text{ Mvar}$$

Para determinar el valor de ajuste por fase de potencia reactiva máxima, se considera el signo negativo debido a que el flujo ingresa a la barra de la subestación.

$$Q_{max_ajuste} = \frac{12,73 \text{ Mvar}}{3}$$

$$Q_{max_ajuste} = -4,24 \text{ Mvar}$$

El valor de ajuste mínimo de potencia reactiva es cero ya que no existe cambio en la dirección del flujo.

$$Q_{min_ajuste} = 0 \text{ Mvar}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos en la potencia reactiva (dM/dt), se considera que en el banco de capacitores existe un desbalance de un 20% sobre el ajuste de potencia reactiva monofásica.

$$dM/dt Q = 20\% * Q_{c_max_1\phi}$$

$$dM/dt Q = 0,20 * 4,24 \text{ Mvar}$$

$$dM/dt Q = 0,848 \text{ Mvar}$$

2.6. AJUSTES EN LA BAHÍA ATQ 69 kV

En las fases:

El ajuste máximo de corriente, se determina con un incremento del 20% de la corriente nominal del transformador. Esto para considerar una sobrecarga significativa del ATQ.

$$I_{nominal} = \frac{S_{n_ATQ}}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_{max_ajuste} = 120\% * I_{nominal}$$

$$I_{nominal} = \frac{225 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}}$$

$$I_{max_ajuste} = 1,2 * 1,882 \text{ kA}$$

$$I_{nominal} = 1,882 \text{ kA}$$

$$I_{max_ajuste} = 2259,2 \text{ A}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos dM/dt de corriente, se considera la salida imprevista de la tercera parte de la carga.

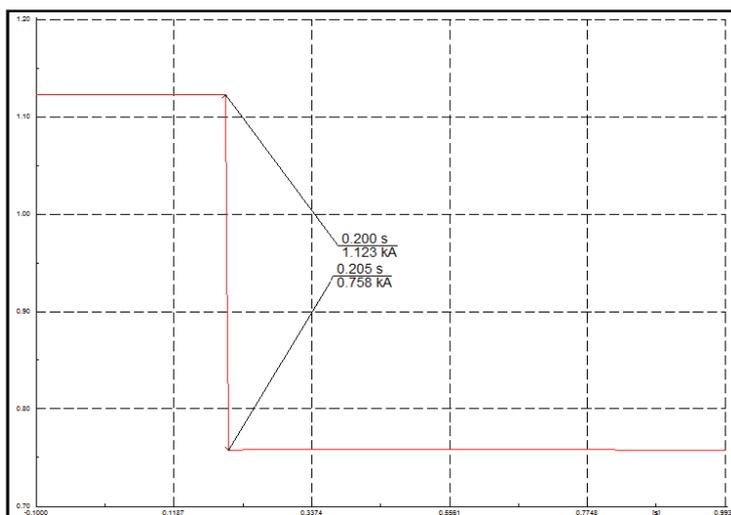


FIGURA 2.6.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, vista en la bahía ATQ 69 kV.

El tiempo es de 5 ms, que está dentro de un ciclo 16,67 ms.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{1,123 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,758 \text{ kA}}$$

$$\frac{dM}{dt} I = 365 \text{ A}$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste máximo de corriente en el neutro se considera un desbalance del 20% sobre el valor de corriente máxima de ajuste.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{max_ajuste}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 2259,2 A$$

$$I_{max_neutro} = 451,82 A$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente del neutro, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_neutro} = 0 A$$

Para determinar el valor de ajuste por el cambio brusco del valor eficaz de la corriente en el neutro se considera una variación del 30% sobre el valor de corriente máxima de ajuste. Debido a que el RAP no debe ser tan sensible, por condiciones propias del sistema.

$$dM/dt I = 30\% * I_{max_neutro}$$

$$dM/dt I = 0,3 * 451,82 A$$

$$dM/dt I = 135,55 A$$

En secuencia positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 2259,2 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

2.7. AJUSTES DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 138 kV

Para determinar los valores de ajuste de voltaje, se aplica los criterios de ajuste utilizados en las bahías de 69 kV.

En las fases:

$$V_{max_ajuste} = 110\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{min_ajuste} = 90\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 1,1 * 138 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

$$V_{min_ajuste} = 0,9 * 138 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 87,64 \text{ kV}$$

$$V_{min_ajuste} = 71,71 \text{ kV}$$

$$dM/dt V_{fases} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$dM/dt V_{fases} = 0,2 * 138 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{fases} = 15,93 \text{ kV}$$

En el neutro:

$$V_{max_ajuste} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 10\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 0,2 * 138 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 0,1 * 138 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 15,93 \text{ kV}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 7,97 \text{ kV}$$

$$V_{min_ajuste} = 0 \text{ kV}$$

En Secuencia Positiva:

El ajuste es igual al de las fases.

$$V_{max_sec(+)} = 87,64 \text{ kV}$$

$$V_{min_sec(+)} = 71,71 \text{ kV}$$

En Secuencia Negativa:

$$MV_2 = \frac{VS_N}{VS_P} = 1,3\% \quad [10]$$

Donde:

MV_2 = Factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa.

VS_N = Voltaje de secuencia negativa.

VS_P = Voltaje de secuencia positiva.

$$V_{max_sec(-)} = 1,3\% * V_{nominal_fase_neutro}$$

$$V_{max_sec(-)} = 0,013 * 138 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

$$V_{max_sec(-)} = 1,035 \text{ kV}$$

2.8. AJUSTES EN LA BAHÍA SALITRAL

El conductor utilizado en la L/T Salitral – Caraguay es el 750 MCM A.C.A.R.

APLICACIONES A.C.A.R [11]

Los conductores de aluminio desnudo reforzados con aleación de aluminio tipo A.C.A.R. (Aluminum conductor alloy reinforced) son utilizados para líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Estos conductores ofrecen una buena resistencia a la tracción y una excelente relación esfuerzo de tensión - peso, para el diseño de estas líneas cuando tanto la capacidad de corriente como la resistencia mecánica son factores críticos a ser considerados en el mismo. El alma de aleación de aluminio de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseado. Además a igual peso, los conductores A.C.A.R. ofrecen mayor resistencia mecánica y capacidad de corriente que el A.C.S.R.

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERIOS:

Calculada para una temperatura del conductor de 75 °C, temperatura ambiente 25 °C, emisividad de 0.5, viento de 0.61 m/seg. y con efecto del sol (1033 watts/m2).

Tabla 2.4.- Información Técnica 750 MCM.

CALIBRE AWG O MCM	SECCION 1350 H19 mm ²	SECCION 6201 T81 mm ²	SECCION TOTAL mm ²	FORMACION No. de hilos por diámetro mm. 1350 H19 / 6201 T81	DIAMETRO EXTERIOR MM.	PESO 1350 H19 Kg/Km	PESO 6201 T81 Kg/Km	PESO TOTAL Kg/Km	TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. A 20°C ohms/Km.	CAPACIDAD DE CORRIENTE AMP.
750	308,11	71,89	380,00	30x3,62 + 7x3,62	25,34	848,00	197,00	1045,00	7075,00	0,0777	840

$$I_{nominal_conductor} = 840 \text{ A}$$

$$I_{limite_conductor} = 80\% * 840 \text{ A}$$

$$I_{limite_conductor} = 672 \text{ A}$$

Mediante la simulación en DigSILENT - Power Factory, se determina la corriente máxima de la línea en condiciones normales de operación.

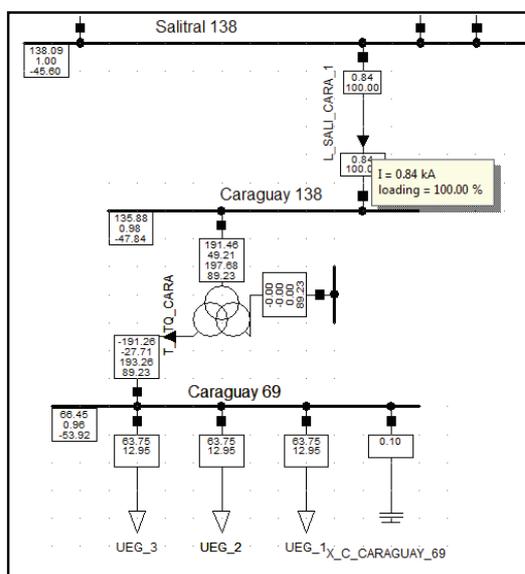


FIGURA 2.7.- Simulación carga máxima de la L/T Salitral - Caraguay.

De la simulación se obtiene:

$$I_{max_carga} = 840 \text{ A}$$

Para determinar el valor de ajuste de corriente máxima, es necesario encontrar las mínimas corrientes de cortocircuito que circulan por la bahía Salitral, para esto se simulan distintos tipos de cortocircuitos en algunas de las componentes del sistema.

La simulación se realiza con el programa DlgSILENT - Power Factory, con datos de despacho real del 2010 proporcionado por el CENACE, considerando un día comprendido en el periodo de alta hidrología (abril - septiembre), a la hora de demanda mínima (03h00), en esas condiciones las centrales térmicas de la zona suroccidental trabajan a su mínima capacidad, todo esto para obtener las mínimas corrientes de cortocircuito.

Se considera una $R_f = 10 \Omega$, para garantizar que fallas con mayor corriente de falla o menor resistencia de falla produzcan el arranque del registrador.

A continuación se presenta la tabla de los resultados de las simulaciones:

Tabla 2.5.- Corrientes de falla en la bahía Salitral.

BAHÍA SALITRAL				
Tipo de falla	Cortocircuito BARRA SALITRAL 138 kV [kA]	Cortocircuito 50% L/T SALITRAL – CARAGUAY [kA]	Cortocircuito BARRA CARAGUAY 138 kV [kA]	Cortocircuito BARRA CARAGUAY 69 kV [kA]
1ϕ	0,161	0,413	4,214	1,440
2ϕ	0,000	0,000	5,468	2,319
2ϕ-t	0,170	0,406	4,661	1,535
3ϕ	0,000	0,000	5,134	1,728

Para fallas en la barra Salitral 138 kV y en la L/T Salitral – Caraguay, existen las menores corrientes de falla registradas en la bahía Salitral de la subestación Caraguay, esto se debe a que no existe generación aguas abajo, por ende no hay aporte a las fallas. El equipo RAP arrancará por ajustes de voltajes cuando ocurran fallas en estas dos componentes del sistema.

Por lo tanto la menor corriente de falla a considerarse (1,440 kA) se obtiene cuando ocurre una falla monofásica en la barra de 138 kV de la S/E Salitral.

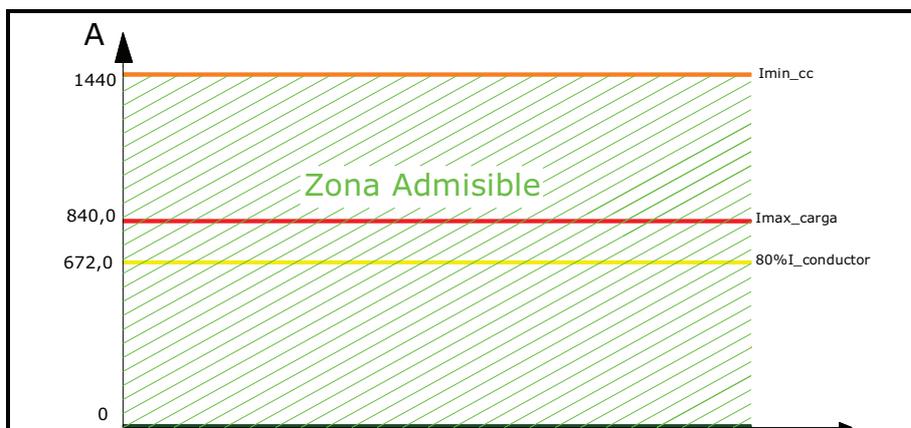


FIGURA 2.8.- Zona admisible para el RAP, bahía Salitral.

De la *Figura 2.8* se tiene los límites máximo y mínimo de ajuste de corriente.

En las fases:

$$I_{max_ajuste} = 1440 \text{ A}$$

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

Para calcular dM/dt de corriente, se considera la salida imprevista de de la tercera parte de la carga.

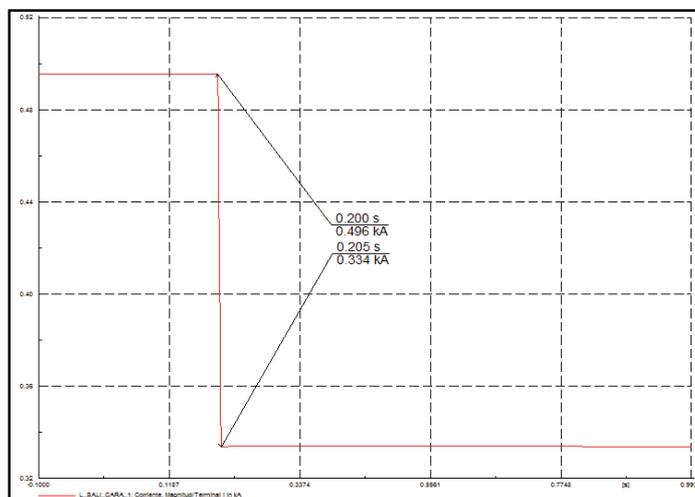


FIGURA 2.9.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, registrada en la bahía Salitral.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{0,496 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,334 \text{ kA}}$$

El tiempo es de 5 ms, que está dentro de un ciclo 16,67 ms.

$$dM/dt I = 162 A$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste de corriente máxima del neutro, se considera un desbalance del 20% sobre la corriente máxima de carga.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{max_carga}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 840 A$$

$$I_{max_neutro} = 168 A$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente del neutro, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_neutro} = 0 A$$

Para determinar el arranque del registrador por dM/dt de corriente del neutro, se considera un cambio brusco del 20% de la corriente máxima de ajuste del neutro.

$$dM/dt I = 20\% * I_{max_neutro}$$

$$dM/dt I = 20\% * 168 A$$

$$dM/dt I = 33,6 A$$

En secuencia positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de cada fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 1440 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

En potencias:

Para determinar los valores de ajuste de potencias activa y reactiva máximas se realiza simulaciones a demanda punta (19h30), considerando que todas las centrales térmicas de la zona suroccidental se encuentran despachando.

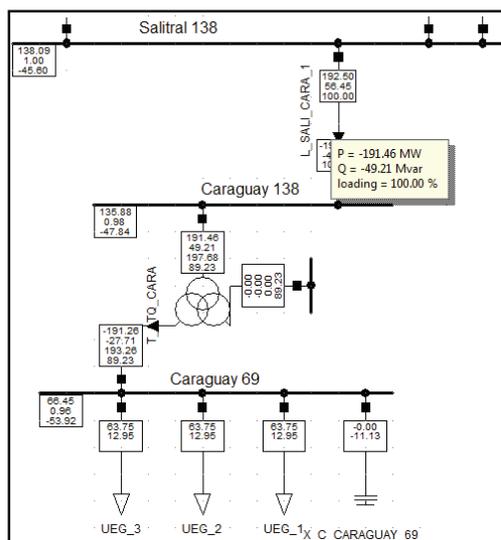


FIGURA 2.10.- Simulación potencias máximas de la L/T Salitral - Caraguay.

De la simulación se obtiene las potencias máximas:

$$P_{max_{3\phi}} = 191,46 \text{ MW}$$

$$Q_{max_{3\phi}} = 49,21 \text{ Mvar}$$

$$P_{max_{1\phi}} = 63,82 \text{ MW}$$

$$Q_{max_{1\phi}} = 16,40 \text{ Mvar}$$

Para determinar los valores de ajuste máximos de potencia, se considera un incremento del 10% de la potencia máxima en condiciones normales de operación.

$$P_{ajuste_{max_{1\phi}}} = 110\% * P_{max_{1\phi}}$$

$$Q_{ajuste_{max_{1\phi}}} = 110\% * Q_{max_{1\phi}}$$

$$P_{ajuste_{max_{1\phi}}} = 1,1 * 63,82 \text{ MW}$$

$$Q_{ajuste_{max_{1\phi}}} = 1,1 * 16,40 \text{ Mvar}$$

$$P_{ajuste_{max_{1\phi}}} = 70,20 \text{ MW}$$

$$Q_{ajuste_{max_{1\phi}}} = 18,04 \text{ Mvar}$$

Para determinar los valores de ajuste mínimo de potencias activa y reactiva, se considera si hay la posibilidad de cambio de dirección del flujo. Para cierta condición de operación, cuando el banco de capacitores está conectado en demanda mínima existe cambio en la dirección del flujo de potencia reactiva. En potencia activa no hay cambio en la dirección del flujo de la L/T Salitral – Caraguay.

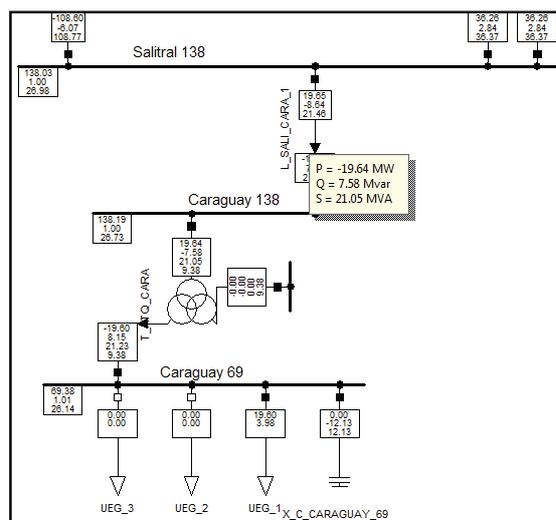


FIGURA 2.11.- Simulación cambio de dirección del flujo de potencias de la L/T Salitral - Caraguay.

$$P_{ajuste_min_1\phi} = 0 \text{ MW}$$

El ajuste de potencia reactiva mínima es la capacidad del banco de capacitores.

$$Q_{ajuste_min_1\phi} = -12,0 \text{ Mvar}$$

Para determinar los valores de ajuste de dM/dt de potencias activa y reactiva, se considera que exista una variación del 30% sobre las potencias máximas de ajuste.

$$\frac{dM}{dt} P = 30\% * P_{ajuste_max_1\phi}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 30\% * Q_{ajuste_max_1\phi}$$

$$\frac{dM}{dt} P = 0,3 * 70,20 \text{ MW}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 0,3 * 18,04 \text{ Mvar}$$

$$\frac{dM}{dt} P = 21,06 \text{ MW}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 5,41 \text{ Mvar}$$

2.9. AJUSTES EN LA BAHÍA ATQ, 138 kV

En las fases:

Cálculo de la corriente nominal de transformador ATQ en el lado de alta.

$$I_{nominal} = \frac{S_{n_ATQ}}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_{nominal} = \frac{225 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 138 \text{ kV}}$$

$$I_{nominal} = 941,33 \text{ A}$$

El valor máximo de ajuste de corriente se lo determina considerando el incremento de un 20% sobre la corriente nominal del ATQ.

$$I_{max_ajuste} = 120\% * I_{nominal}$$

$$I_{max_ajuste} = 1,2 * 941,33 \text{ A}$$

$$I_{max_ajuste} = 1129,6 \text{ A}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

En el neutro:

Para determinar el ajuste en el neutro se considera un desbalance del 20% de la corriente máxima de ajuste de las fases.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{max_ajuste}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 1129,6 \text{ A}$$

$$I_{max_neutro} = 225,92 \text{ A}$$

El valor de ajuste es cero, debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente.

$$I_{min_neutro} = 0 A$$

Para determinar el ajuste por dM/dt del neutro se considera una variación del 20% de la corriente máxima de ajuste del neutro. Debido a que no se necesita alta sensibilidad del equipo RAP por condiciones propias del sistema.

$$dM/dt I = 20\% * I_{max_neutro}$$

$$dM/dt I = 0,2 * 225,92 A$$

$$dM/dt I = 45,18 A$$

En secuencia positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 1129,6 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

En potencias:

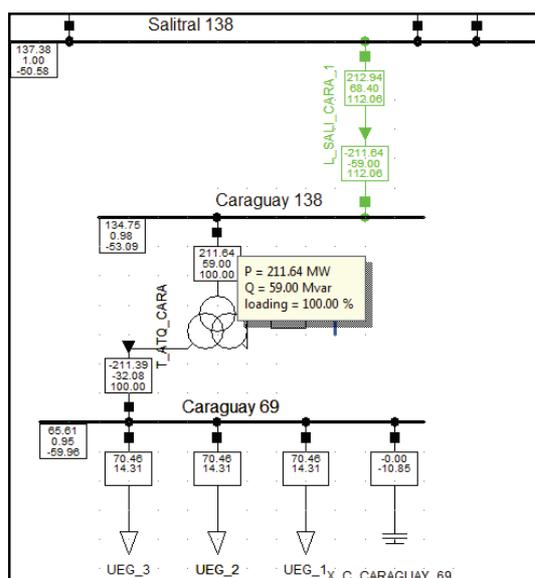


FIGURA 2.12.- Simulación potencia máxima del transformador ATQ.

De las simulaciones se obtiene las potencias máximas del transformador, con la consideración que la L/T Salitral – Caraguay está con una sobrecarga del 112,06%.

$$P_{max_3\phi} = 211,64 \text{ MW}$$

$$Q_{max_3\phi} = 59,00 \text{ Mvar}$$

$$P_{max_1\phi} = 70,55 \text{ MW}$$

$$Q_{max_1\phi} = 19,67 \text{ Mvar}$$

Por lo tanto los ajustes máximos de potencias para la bahía ATQ 138 kV son:

$$P_{ajuste_max_1\phi} = 70,55 \text{ MW}$$

$$Q_{ajuste_max_1\phi} = 19,67 \text{ Mvar}$$

Analizando las condiciones para determinar el valor de ajuste de potencia reactiva mínima, se concluye que el flujo de potencia reactiva en la bahía ATQ de 138 kV cambia de sentido en demanda mínima, siempre y cuando el banco de capacitores (12 Mvar) esté conectado.

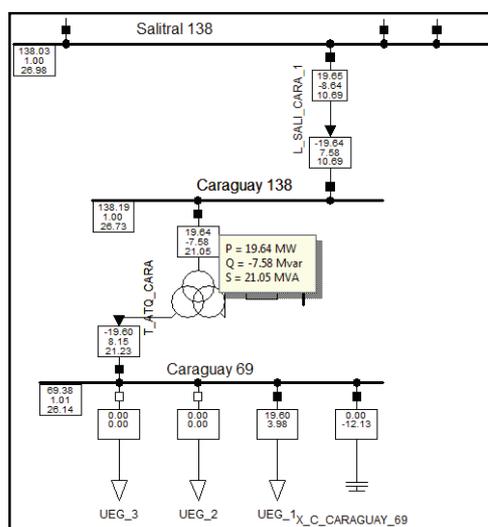


FIGURA 2.13.- Simulación cambio de dirección del flujo de potencia reactiva en la bahía ATQ 138 kV.

Esta condición es poco probable ya que en demanda mínima no se conectan los bancos de capacitores, pero se puede dar que por mantenimiento de alguna de las componentes del sistema se pida conectar el banco de capacitores en demanda

mínima para mantener el voltaje en las barras del SNT dentro de los límites permitidos.

Por lo tanto el valor de ajuste mínimo de potencia reactiva será la capacidad del banco de capacitores.

$$Q_{\min_ajuste1\phi} = -12,00 \text{ Mvar}$$

Debido a que no existe generación aguas abajo, es decir no hay cambio en la dirección del flujo de potencia activa, el ajuste para potencia activa mínima es cero.

$$P_{\min_ajuste1\phi} = 0 \text{ MW}$$

Para determinar el ajuste por dM/dt de corriente se considera la salida imprevista de de la tercera parte de la carga.

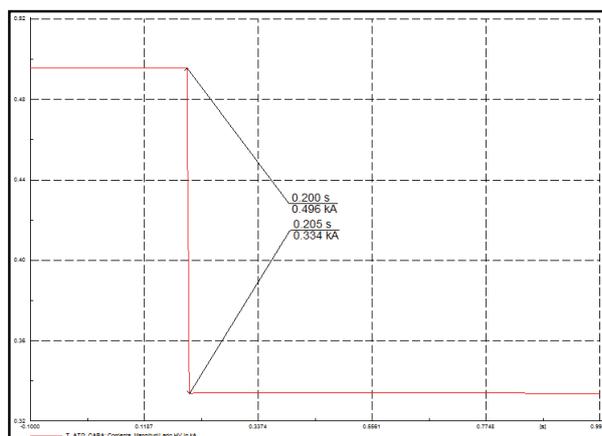


FIGURA 2.14.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, corriente registrada en la bahía ATQ 138 kV.

El tiempo es de 5 ms, que está dentro de un ciclo 16,67 ms.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{0,496 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,334 \text{ kA}}$$

$$\frac{dM}{dt} I = 162 \text{ A}$$

Para determinar el ajuste por dM/dt de potencias activa y reactiva, se considera la salida imprevista de la tercera parte de la carga a demanda mínima, todo esto para obtener el mínimo valor de cambio brusco.

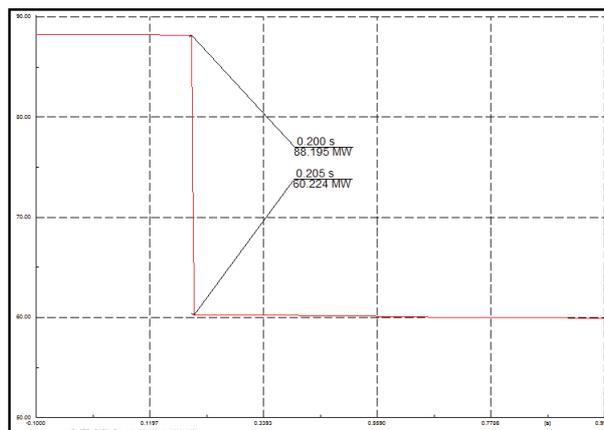


FIGURA 2.15.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia activa registrada en la bahía ATQ 138 kV.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{88,195 \text{ MW}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{60,224 \text{ MW}}$$

$$dM/dt P = 27,971 \text{ MW}$$

Para potencia reactiva.

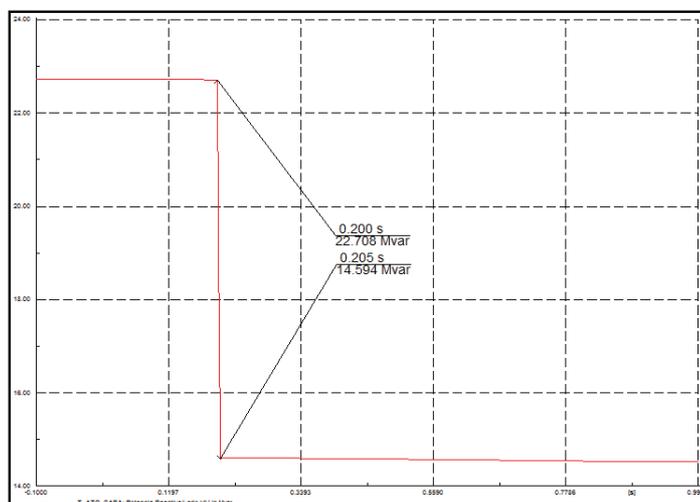


FIGURA 2.16.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia reactiva registrada en la bahía ATQ 138 kV.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{22,708 \text{ Mvar}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{14,594 \text{ Mvar}}$$

$$dM/dt Q = 8,114 \text{ Mvar}$$

2.10. TABLAS RESUMEN CON LOS VALORES DE AJUSTE PARA LAS BAHÍAS DE LA S/E CARAGUAY

De los análisis realizados a cada una de las bahías de 138 kV y 69 kV de la subestación Caraguay, se presentan a continuación los valores de ajuste que se configurarán en los Registradores Automáticos de Perturbaciones.

Tabla 2.6.- Ajustes para la bahía ATQ 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	CARAGUAY		BAHIA	ATQ		FECHA		20/06/2011
VOLT	138 kV		RTC					
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
138 kV / F000	ATQ 138 kV	CARA / ATQ / Ia	ATQ / Ia	Corriente fase A [A]	SI	1130	0	162
		CARA / ATQ / Ib	ATQ / Ib	Corriente fase B [A]	SI	1130	0	162
		CARA / ATQ / Ic	ATQ / Ic	Corriente fase C [A]	SI	1130	0	162
		CARA / ATQ / In	ATQ / In	Corriente Neutro [A]	SI	226	0	45
		CARA / ATQ / I1	ATQ / I1	Corriente secuencia positiva [A]	SI	1130	0	-
		CARA / ATQ / I2	ATQ / I2	Corriente secuencia negativa [A]	NO	-	-	-
		CARA / ATQ / Pa	ATQ / Pa	Potencia Activa fase A [MW]	SI	71	0	28
		CARA / ATQ / Pb	ATQ / Pb	Potencia Activa fase B [MW]	SI	71	0	28
		CARA / ATQ / Pc	ATQ / Pc	Potencia Activa fase C [MW]	SI	71	0	28
		CARA / ATQ / Pn	ATQ / Pn	Potencia Activa neutro [MW]	NO	-	-	-
		CARA / ATQ / Qa	ATQ / Qa	Potencia Reactiva fase A [Mvar]	SI	20	-12	8
		CARA / ATQ / Qb	ATQ / Qb	Potencia Reactiva fase B [Mvar]	SI	20	-12	8
		CARA / ATQ / Qc	ATQ / Qc	Potencia Reactiva fase C [Mvar]	SI	20	-12	8
		CARA / ATQ / Qn	ATQ / Qn	Potencia Reactiva neutro [Mvar]	NO	-	-	-
		CARA / ATQ / fpa	ATQ / fpa	Factor de potencia fase A ATQ 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / ATQ / fpb	ATQ / fpb	Factor de potencia fase B ATQ 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / ATQ / fpc	ATQ / fpc	Factor de potencia fase C ATQ 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / ATQ / fpn	ATQ / fpn	Factor de potencia Neutro ATQ 1	NO	-	-	-

Tabla 2.7.- Ajustes para la bahía SALITRAL.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	CARAGUAY	BAHIA	SALITRAL			FECHA	20/06/2011	
VOLT	138 kV	RTC						
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
138 kV / F000	SALITRAL	CARA / SALI_Va	SALI_Va	Voltaje fase A Salitral 1 [kV]	SI	88	72	16
		CARA / SALI_Vb	SALI_Vb	Voltaje fase B Salitral 1 [kV]	SI	88	72	16
		CARA / SALI_Vc	SALI_Vc	Voltaje fase C Salitral 1 [kV]	SI	88	72	16
		CARA / SALI_Vn	SALI_Vn	Voltaje Neutro Salitral 1 [kV]	SI	16	0	8
		CARA / SALI_V1	SALI_V1	Voltaje secuencia positiva Salitral 1 [kV]	SI	88	72	-
		CARA / SALI_V2	SALI_V2	Voltaje secuencia negativa Salitral 1 [kV]	SI	1	-	-
		CARA / SALI_Ia	SALI_Ia	Corriente fase A Salitral 1 [A]	SI	1440	0	162
		CARA / SALI_Ib	SALI_Ib	Corriente fase B Salitral 1 [A]	SI	1440	0	162
		CARA / SALI_Ic	SALI_Ic	Corriente fase C Salitral 1 [A]	SI	1440	0	162
		CARA / SALI_In	SALI_In	Corriente Neutro Salitral 1 [A]	SI	168	0	34
		CARA / SALI_I1	SALI_I1	Corriente secuencia positiva Salitral 1 [A]	SI	1440	0	-
		CARA / SALI_I2	SALI_I2	Corriente secuencia negativa Salitral 1 [A]	NO	-	-	-
		CARA / SALI_Pa	SALI_Pa	Potencia activa fase A Salitral 1 [MW]	SI	70	0	21
		CARA / SALI_Pb	SALI_Pb	Potencia activa fase B Salitral 1 [MW]	SI	70	0	21
		CARA / SALI_Pc	SALI_Pc	Potencia activa fase C Salitral 1 [MW]	SI	70	0	21
		CARA / SALI_Pn	SALI_Pn	Potencia activa Neutro Salitral 1 [MW]	NO	-	-	-
		CARA / SALI_Qa	SALI_Qa	Potencia reactiva fase A Salitral 1 [Mvar]	SI	18	-12	5
		CARA / SALI_Qb	SALI_Qb	Potencia reactiva fase B Salitral 1 [Mvar]	SI	18	-12	5
		CARA / SALI_Qc	SALI_Qc	Potencia reactiva fase C Salitral 1 [Mvar]	SI	18	-12	5
		CARA / SALI_Qn	SALI_Qn	Potencia reactiva Neutro Salitral 1 [Mvar]	NO	-	-	-
		CARA / SALI_fpa	SALI_fpa	Factor de potencia fase A Salitral 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / SALI_fpb	SALI_fpb	Factor de potencia fase B Salitral 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / SALI_fpc	SALI_fpc	Factor de potencia fase C Salitral 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / SALI_fpn	SALI_fpn	Factor de potencia Neutro Salitral 1	NO	-	-	-
CARA / SALI_FR	SALI_FR	Frecuencia Salitral 1 [Hz]	SI	60,40	59,60	0,10		

Tabla 2.8.- Ajustes para la bahía Transferencia 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES									
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES									
S/E	CARAGUAY		BAHIA	TRANSFERENCIA			FECHA		20/06/2011
VOLT	138 kV		RTP						
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE			
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT	
138 kV / F000	TRANSFERENCIA	CARA / TRANSF / Va	TRF /Va	Voltaje fase A BP [kV]	SI	88	72	16	
		CARA / TRANSF / Vb	TRF /Vb	Voltaje fase B BP [kV]	SI	88	72	16	
		CARA / TRANSF / Vc	TRF /Vc	Voltaje fase C BP [kV]	SI	88	72	16	
		CARA / TRANSF / Vn	TRF /Vn	Voltaje Neutro BP [kV]	SI	16	0	8	
		CARA / TRANSF / V1	TRF /V1	Voltaje secuencia positiva BP [kV]	SI	88	72	-	
		CARA / TRANSF / V2	TRF /V2	Voltaje secuencia negativa BP [kV]	SI	1	-	-	
		CARA / TRANSF / F	TRANSF / F	Frecuencia Transferencia 1 [Hz]	SI	60,40	59,60	0,10	

Tabla 2.9.- Ajustes para la bahía BC1.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES									
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES									
S/E	CARAGUAY		BAHIA	BC1			FECHA		20/06/2011
VOLT	69 kV		RTC						
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE			
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT	
69 kV / F008	BC1	CARA / BC1 _Va	BC1 _Va	Voltaje fase A C1 [kV]	SI	44	36	8	
		CARA /BC1 _Vb	BC1 _Vb	Voltaje fase B C1 [kV]	SI	44	36	8	
		CARA /BC1 _Vc	BC1 _Vc	Voltaje fase C C1 [kV]	SI	44	36	8	
		CARA /BC1 _Vn	BC1 _Vn	Voltaje Neutro C1 [kV]	SI	8	0	4	
		CARA /BC1 _V1	BC1 _V1	Voltaje secuencia positiva C1 [kV]	SI	44	36	-	
		CARA /BC1 _V2	BC1 _V2	Voltaje secuencia negativa C1 [kV]	SI	1	-	-	
		CARA /BC1 _Ia	BC1 _Ia	Corriente fase A C1 [A]	SI	135	0	120	
		CARA /BC1 _Ib	BC1 _Ib	Corriente fase B C1 [A]	SI	135	0	120	
		CARA /BC1 _Ic	BC1 _Ic	Corriente fase C C1 [A]	SI	135	0	120	
		CARA /BC1 _In	BC1 _In	Corriente Neutro C1 [A]	SI	33	0	-	
		CARA /BC1 _I1	BC1 _I1	Corriente secuencia positiva C1 [A]	SI	135	0	-	
		CARA /BC1 _I2	BC1 _I2	Corriente secuencia negativa C1 [A]	NO	-	-	-	
		CARA /BC1 _Qa	BC1 _Qa	Potencia reactiva fase A C1 [Mvar]	SI	-4	0	1	
		CARA /BC1 _Qb	BC1 _Qb	Potencia reactiva fase B C1 [Mvar]	SI	-4	0	1	
		CARA /BC1 _Qc	BC1 _Qc	Potencia reactiva fase C C1 [Mvar]	SI	-4	0	1	
		CARA /BC1 _Qn	BC1 _Qn	Potencia reactiva Neutro C1 [Mvar]	NO	-	-	-	
CARA /BC1 FR	BC1 FR	Frecuencia C1 [Hz]	SI	60,40	59,60	0,10			

Tabla 2.10.- Ajustes para la bahía ATQ 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	CARAGUAY	BAHIA	ATQ	FECHA		20/06/2011		
VOLT	69 kV	RTC						
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F000	ATQ 69 kV	CARA / ATQ / Ia	ATQ / Ia	Corriente fase A [A]	SI	2259	0	365
		CARA / ATQ / Ib	ATQ / Ib	Corriente fase B [A]	SI	2259	0	365
		CARA / ATQ / Ic	ATQ / Ic	Corriente fase C [A]	SI	2259	0	365
		CARA / ATQ / In	ATQ / In	Corriente Neutro [A]	SI	452	0	136
		CARA / ATQ / I1	ATQ / I1	Corriente secuencia positiva [A]	SI	2259	0	-
		CARA / ATQ / I2	ATQ / I2	Corriente secuencia negativa [A]	NO	-	-	-

Tabla 2.11.- Ajustes para la bahía Transferencia 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	CARAGUAY	BAHIA	TRANSFERENCIA	FECHA		20/06/2011		
VOLT	69 kV	RTP						
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F000	TRANSFERENCIA	CARA / TRANSF / Va	TRF /Va	Voltaje fase A _B1 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / TRANSF / Vb	TRF /Vb	Voltaje fase B _B1 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / TRANSF / Vc	TRF /Vc	Voltaje fase C _B1 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / TRANSF / Vn	TRF /Vn	Voltaje Neutro _B1 [kV]	SI	8	0	4
		CARA / TRANSF / V1	TRF /V1	Voltaje secuencia positiva _B1 [kV]	SI	44	36	-
		CARA / TRANSF / V2	TRF /V2	Voltaje secuencia negativa _B1 [kV]	SI	1	0	-
		CARA / TRANSF / F	TRANSF/ F	Frecuencia Trinitaria 1 [Hz]	SI	60,4	59,6	0,1

Tabla 2.12.- Ajustes para la bahía UEG 1.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	CARAGUAY	BAHIA	UEG 1			FECHA		20/06/2011
VOLT	69 kV	RTC						
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F000	U.E.G. 1	CARA / UEG_1 / Va	UEG_1 / Va	Voltaje fase A UEG 1 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / UEG_1 / Vb	UEG_1 / Vb	Voltaje fase B UEG 1 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / UEG_1 / Vc	UEG_1 / Vc	Voltaje fase C UEG 1 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / UEG_1 / Vn	UEG_1 / Vn	Voltaje Neutro UEG 1 [kV]	SI	8	0	4
		CARA / UEG_1 / V1	UEG_1 / V1	Voltaje secuencia positiva UEG 1 [kV]	SI	44	36	-
		CARA / UEG_1 / V2	UEG_1 / V2	Voltaje secuencia negativa UEG 1 [kV]	SI	1	-	-
		CARA / UEG_1 / Ia	UEG_1 / Ia	Corriente fase A UEG 1 [A]	SI	524	0	209
		CARA / UEG_1 / Ib	UEG_1 / Ib	Corriente fase B UEG 1 [A]	SI	524	0	209
		CARA / UEG_1 / Ic	UEG_1 / Ic	Corriente fase C UEG 1 [A]	SI	524	0	209
		CARA / UEG_1 / In	UEG_1 / In	Corriente Neutro UEG 1 [A]	SI	126	0	25
		CARA / UEG_1 / I1	UEG_1 / I1	Corriente secuencia positiva UEG 1 [A]	SI	524	0	-
		CARA / UEG_1 / I2	UEG_1 / I2	Corriente secuencia negativa UEG 1 [A]	NO	-	-	-
		CARA / UEG_1 / Pa	UEG_1 / Pa	Potencia activa fase A UEG 1 [MW]	SI	26	0	8
		CARA / UEG_1 / Pb	UEG_1 / Pb	Potencia activa fase B UEG 1 [MW]	SI	26	0	8
		CARA / UEG_1 / Pc	UEG_1 / Pc	Potencia activa fase C UEG 1 [MW]	SI	26	0	8
		CARA / UEG_1 / Pn	UEG_1 / Pn	Potencia activa Neutro UEG 1 [MW]	NO	-	-	-
		CARA / UEG_1 / Qa	UEG_1 / Qa	Potencia reactiva fase A UEG 1 [Mvar]	SI	8	0	3
		CARA / UEG_1 / Qb	UEG_1 / Qb	Potencia reactiva fase B UEG 1 [Mvar]	SI	8	0	3
		CARA / UEG_1 / Qc	UEG_1 / Qc	Potencia reactiva fase C UEG 1 [Mvar]	SI	8	0	3
		CARA / UEG_1 / Qn	UEG_1 / Qn	Potencia reactiva Neutro UEG 1 [Mvar]	NO	-	-	-
		CARA / UEG_1 / fpa	UEG_1 / fpa	Factor de potencia fase A UEG 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_1 / fpb	UEG_1 / fpb	Factor de potencia fase B UEG 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_1 / fpc	UEG_1 / fpc	Factor de potencia fase C UEG 1	SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_1 / fpn	UEG_1 / fpn	Factor de potencia Neutro UEG 1	NO	-	-	-
		CARA / UEG_1 / F	UEG_1 / FR	Frecuencia UEG 1 [Hz]	SI	60,40	59,60	0,10

Tabla 2.13.- Ajustes para la bahía UEG 2.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES									
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES									
S/E	CARAGUAY	BAHIA	UEG 2			FECHA	20/06/2011		
VOLT	69 kV	RTC							
SIMEAS R	SLOT #	DESCRIPCION				TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL			MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F000	U.E.G. 2	CARA / UEG_2 / Va	UEG_2 / Va	Voltaje fase A UEG 2 [kV]		SI	44	36	8
		CARA / UEG_2 / Vb	UEG_2 / Vb	Voltaje fase B UEG 2 [kV]		SI	44	36	8
		CARA / UEG_2 / Vc	UEG_2 / Vc	Voltaje fase C UEG 2 [kV]		SI	44	36	8
		CARA / UEG_2 / Vn	UEG_2 / Vn	Voltaje Neutro UEG 2 [kV]		SI	8	0	4
		CARA / UEG_2 / V1	UEG_2 / V1	Voltaje secuencia positiva UEG 2 [kV]		SI	44	36	-
		CARA / UEG_2 / V2	UEG_2 / V2	Voltaje secuencia negativa UEG 2 [kV]		SI	1	-	-
		CARA / UEG_2 / Ia	UEG_2 / Ia	Corriente fase A UEG 2 [A]		SI	524	0	209
		CARA / UEG_2 / Ib	UEG_2 / Ib	Corriente fase B UEG 2 [A]		SI	524	0	209
		CARA / UEG_2 / Ic	UEG_2 / Ic	Corriente fase C UEG 2 [A]		SI	524	0	209
		CARA / UEG_2 / In	UEG_2 / In	Corriente Neutro UEG 2 [A]		SI	126	0	25
		CARA / UEG_2 / I1	UEG_2 / I1	Corriente secuencia positiva UEG 2 [A]		SI	524	0	-
		CARA / UEG_2 / I2	UEG_2 / I2	Corriente secuencia negativa UEG 2 [A]		NO	-	-	-
		CARA / UEG_2 / Pa	UEG_2 / Pa	Potencia activa fase A UEG 2 [MW]		SI	26	0	8
		CARA / UEG_2 / Pb	UEG_2 / Pb	Potencia activa fase B UEG 2 [MW]		SI	26	0	8
		CARA / UEG_2 / Pc	UEG_2 / Pc	Potencia activa fase C UEG 2 [MW]		SI	26	0	8
		CARA / UEG_2 / Pn	UEG_2 / Pn	Potencia activa Neutro UEG 2 [MW]		NO	-	-	-
		CARA / UEG_2 / Qa	UEG_2 / Qa	Potencia reactiva fase A UEG 2 [Mvar]		SI	8	0	3
		CARA / UEG_2 / Qb	UEG_2 / Qb	Potencia reactiva fase B UEG 2 [Mvar]		SI	8	0	3
		CARA / UEG_2 / Qc	UEG_2 / Qc	Potencia reactiva fase C UEG 2 [Mvar]		SI	8	0	3
		CARA / UEG_2 / Qn	UEG_2 / Qn	Potencia reactiva Neutro UEG 2 [Mvar]		NO	-	-	-
		CARA / UEG_2 / fpa	UEG_2 / fpa	Factor de potencia fase A UEG 2		SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_2 / fpb	UEG_2 / fpb	Factor de potencia fase B UEG 2		SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_2 / fpc	UEG_2 / fpc	Factor de potencia fase C UEG 2		SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_2 / fpn	UEG_2 / fpn	Factor de potencia Neutro UEG 2		NO	-	-	-
CARA / UEG_2 / F	UEG_2 / FR	Frecuencia UEG 2 [Hz]		SI	60,40	59,60	0,10		

Tabla 2.14.- Ajustes para la bahía UEG 3.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	CARAGUAY	BAHIA	UEG 3			FECHA	20/06/2011	
VOLT	69 kV	RTC						
SIMEAS R	SLOT #1	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F000	U.E.G. 3	CARA / UEG_3 / Va	UEG_3/ Va	Voltaje fase A UEG 3 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / UEG_3 / Vb	UEG_3/ Vb	Voltaje fase B UEG 3 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / UEG_3 / Vc	UEG_3/ Vc	Voltaje fase C UEG 3 [kV]	SI	44	36	8
		CARA / UEG_3 / Vn	UEG_3/ Vn	Voltaje Neutro UEG 3 [kV]	SI	8	0	4
		CARA / UEG_3 / V1	UEG_3/ V1	Voltaje secuencia positiva UEG 3 [kV]	SI	44	36	-
		CARA / UEG_3 / V2	UEG_3/ V2	Voltaje secuencia negativa UEG 3 [kV]	SI	1	-	-
		CARA / UEG_3 / Ia	UEG_3/ Ia	Corriente fase A UEG 3 [A]	SI	524	0	209
		CARA / UEG_3 / Ib	UEG_3/ Ib	Corriente fase B UEG 3 [A]	SI	524	0	209
		CARA / UEG_3 / Ic	UEG_3/ Ic	Corriente fase C UEG 3 [A]	SI	524	0	209
		CARA / UEG_3 / In	UEG_3/ In	Corriente Neutro UEG 3 [A]	SI	126	0	25
		CARA / UEG_3 / I1	UEG_3/ I1	Corriente secuencia positiva UEG 3 [A]	SI	524	0	-
		CARA / UEG_3 / I2	UEG_3/ I2	Corriente secuencia negativa UEG 3 [A]	NO	-	-	-
		CARA / UEG_3 / Pa	UEG_3/ Pa	Potencia activa fase A UEG 3 [MW]	SI	26	0	8
		CARA / UEG_3 / Pb	UEG_3/ Pb	Potencia activa fase B UEG 3 [MW]	SI	26	0	8
		CARA / UEG_3 / Pc	UEG_3/ Pc	Potencia activa fase C UEG 3 [MW]	SI	26	0	8
		CARA / UEG_3 / Pn	UEG_3/ Pn	Potencia activa Neutro UEG 3 [MW]	NO	-	-	-
		CARA / UEG_3 / Qa	UEG_3/ Qa	Potencia reactiva fase A UEG 3 [Mvar]	SI	8	0	3
		CARA / UEG_3 / Qb	UEG_3/ Qb	Potencia reactiva fase B UEG 3 [Mvar]	SI	8	0	3
		CARA / UEG_3 / Qc	UEG_3/ Qc	Potencia reactiva fase C UEG 3 [Mvar]	SI	8	0	3
		CARA / UEG_3 / Qn	UEG_3/ Qn	Potencia reactiva Neutro UEG 3 [Mvar]	NO	-	-	-
		CARA / UEG_3 / fpa	UEG_3/ fpa	Factor de potencia fase A UEG 3	SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_3 / fpb	UEG_3/ fpb	Factor de potencia fase B UEG 3	SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_3 / fpc	UEG_3/ fpc	Factor de potencia fase C UEG 3	SI	0,85	0,85	-
		CARA / UEG_3 / fpn	UEG_3/ fpn	Factor de potencia Neutro UEG 3	NO	-	-	-
CARA / UEG_3 / F	UEG_3/ FR	Frecuencia UEG 3 [Hz]	SI	60,40	59,60	0,10		

CAPITULO III

ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS PARA DETERMINAR LOS VALORES DE AJUSTE DE LOS RAP's EN LA SUBESTACION NUEVA PROSPERINA

En este capítulo se presenta el análisis para determinar los valores de ajuste de los registradores automáticos de perturbaciones de cada bahía de 230 kV y 69 kV de la subestación Nueva Prosperina, al final se incluye una tabla resumen con los valores de ajuste determinados para parametrizar los equipos RAP's.

3.1. AJUSTES DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 69 kV

Para determinar los valores de ajuste de voltaje, se aplica los criterios de ajuste utilizados en las bahías de 69 kV, expuestos en el capítulo anterior.

En las fases:

$$V_{max_ajuste} = 110\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{min_ajuste} = 90\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 1,1 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{min_ajuste} = 0,9 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 43,82 \text{ kV}$$

$$V_{min_ajuste} = 35,85 \text{ kV}$$

Para determinar los valores de ajuste para el arranque de registros por cambios bruscos del valor eficaz del voltaje de fase (dM/dt), se considera un 20% del voltaje nominal (fase-neutro).

$$\frac{dM}{dt} V_{fases} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$\frac{dM}{dt} V_{fases} = 0,2 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{fases} = 7,97 \text{ kV}$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste máximo de voltaje del neutro se considera un desbalance de un 20% sobre el valor nominal fase – neutro.

$$V_{max_ajuste} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 0,2 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 7,97 \text{ kV}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de voltaje del neutro.

$$V_{min_ajuste} = 0 \text{ kV}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos del valor eficaz del voltaje del neutro (dM/dt), se considera un 10% del voltaje nominal (fase-neutro). Debido a que no se requiere alta sensibilidad de los equipos RAP's por condiciones del sistema.

$$dM/dt V_{neutro} = 10\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 0,1 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 3,98 \text{ kV}$$

En Secuencia Positiva:

Bajo condiciones normales de operación, el voltaje de fase es el voltaje de secuencia positiva.

$$V_{max_sec(+)} = 43,82 \text{ kV}$$

$$V_{min_sec(+)} = 35,85 \text{ kV}$$

En Secuencia Negativa:

Para determinar el valor de ajuste máximo de secuencia negativa, se considera: “El factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa no será superior al 1.3%” [10].

$$V_{max_sec(-)} = 1,3\% * V_{nominal_fase_neutro}$$

$$V_{max_sec(-)} = 0,013 * 69kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_sec(-)} = 0,518 kV$$

3.2. AJUSTES EN LAS BAHÍAS CATEG 1, CATEG 2 Y CATEG 3

Como se trata de una subestación nueva, un criterio para determinar los ajustes de los equipos registradores de fallas es utilizar la capacidad de corriente dado por el fabricante del conductor.

El conductor utilizado en los alimentadores es el Flicker 477,00 MCM A.C.S.R.

$$Capacidad_{corriente_conductor} = 655 A \text{ [11]}$$

En las fases:

Para determinar los ajustes máximos de corriente de los alimentadores, se considera el 80% de la capacidad de corriente del conductor.

$$I_{max_ajuste} = 80\% * Capacidad_{corriente_conductor}$$

$$I_{max_ajuste} = 0,80 * 655 A$$

$$I_{max_ajuste} = 524 A$$

El valor eficaz de la onda de corriente es determinado por la ecuación (1), es decir sin importar la dirección de la corriente este valor siempre es positivo, por esta razón el valor de ajuste mínimo de corriente es cero.

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

Para determinar el arranque del equipo RAP por cambios bruscos del valor eficaz de la corriente de cada alimentador, se considera que sale súbitamente la tercera parte de la carga conectada a dicho alimentador.

$$I_{c/alimentador} = \frac{S_{trafo}/3}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$dM/dt I_{alimentador} = \frac{I_{c/alimentador}}{3}$$

$$I_{c/alimentador} = \frac{225 \text{ MVA}/3}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}}$$

$$dM/dt I_{alimentador} = \frac{627,56 \text{ A}}{3}$$

$$I_{c/alimentador} = 627,56 \text{ A}$$

$$dM/dt I_{alimentador} = 209,18 \text{ A}$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste máximo de corriente en el neutro, se considera un desbalance de un 20% sobre la corriente de cada alimentador.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{c/alimentador}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 627,56 \text{ A}$$

$$I_{max_neutro} = 125,5 \text{ A}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente del neutro.

$$I_{min_neutro} = 0 \text{ A}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos del valor eficaz de la corriente del neutro (dM/dt), se considera un desbalance de 20% de la corriente de ajuste máxima del neutro.

$$dM/dt I_{neutro} = 20\% * I_{max_neutro}$$

$$dM/dt I_{neutro} = 0,2 * 125,5 \text{ A}$$

$$dM/dt I_{neutro} = 25,1 \text{ A}$$

En Secuencia Positiva.

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 524 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

En Potencias:

Para determinar el valor de ajuste máximo de potencia activa, se considera la capacidad de corriente del conductor y un factor de potencia de 1,0 para obtener la máxima potencia activa en los alimentadores.

$$\cos(\varphi) = 1,0$$

$$P_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * V_{LL} * I_{capacidad_conductor} * \cos(\varphi)}{3}$$

$$P_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * 69 kV * 655 A * 1,0}{3}$$

$$P_{max_ajuste_1\phi} = 26,09 MW$$

Para determinar el valor de ajuste mínimo de potencia activa se considera si existe posibilidad en el cambio en la dirección del flujo, en este caso por tratarse de alimentadores, no hay cambio de dirección y por lo tanto el ajuste mínimo será cero.

$$P_{min_ajuste_1\phi} = 0 MW$$

Para determinar el valor de ajuste de potencia reactiva máxima se considera la capacidad de corriente del conductor utilizado y un factor de potencia de 0,95.

$$\varphi = 18,2^\circ$$

$$Q_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * V_{LL} * I_{capacidad_conductor} * \sen(\varphi)}{3}$$

$$Q_{max_ajuste_1\phi} = \frac{\sqrt{3} * 69 \text{ kV} * 655 \text{ A} * \text{sen}(18,2^\circ)}{3}$$

$$Q_{max_ajuste_1\phi} = 8,15 \text{ Mvar}$$

Para determinar el valor de ajuste mínimo de potencia reactiva se considera al igual que la mínima potencia activa, si existe posibilidad en el cambio de la dirección del flujo, en este caso por tratarse de alimentadores, no hay cambio de dirección, por lo tanto el ajuste mínimo será cero.

$$Q_{min_ajuste_1\phi} = 0 \text{ Mvar}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos en la potencia activa y reactiva (dM/dt), se considera que el transformador TRK está trabajando con su capacidad nominal y sale súbitamente la tercera parte de la carga conectada a cada alimentador.

Para un $fp = 1,0$

$$P_{c/alimentador} = \frac{S_{trafo} * \cos(\varphi)}{3}$$

$$P_{c/alimentador} = \frac{225 \text{ MVA} * 1,0}{3}$$

$$P_{c/alimentador} = 75 \text{ MW}$$

$$P_{c/alimentador_1\phi} = \frac{75 \text{ MW}}{3}$$

$$P_{c/alimentador_1\phi} = 25 \text{ MW}$$

$$\frac{dM}{dt} P = \frac{P_{c/alimentador_1\phi}}{3}$$

$$\frac{dM}{dt} P = \frac{25 \text{ MW}}{3}$$

$$\frac{dM}{dt} P = 8,33 \text{ MW}$$

Para un $\text{fp} = 0,95$

$$\frac{dM}{dt} Q = \frac{Q_{c/\text{alimentador}_{1\phi}}}{3}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = \frac{25 \text{ MW} * \tan(18,2^\circ)}{3}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 2,74 \text{ Mvar}$$

3.3. AJUSTES DE FACTOR DE POTENCIA

Para determinar los ajustes de factor de potencia se realizan los siguientes análisis:

- a) Considerar una falla en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

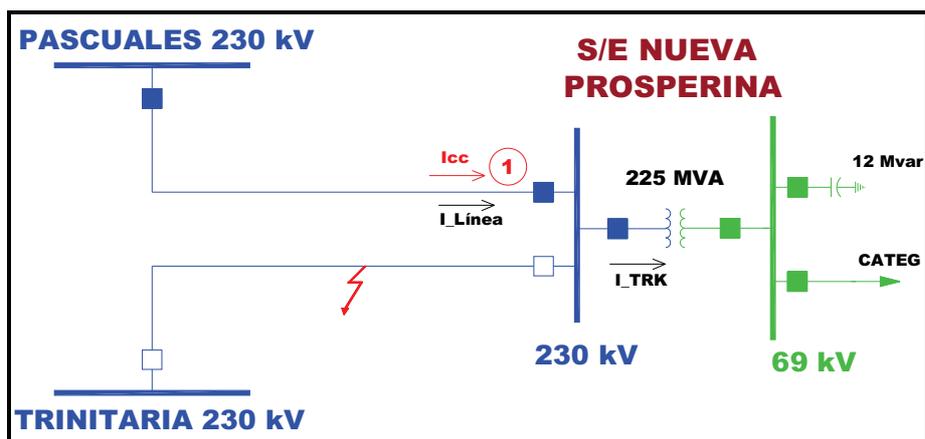


FIGURA 3.1.- Diagrama unifilar de la S/E Nueva Prosperina para ajuste de fp, falla en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

El aporte de corriente a la falla, que circula por la L/T Pascuales – Nueva Prosperina es I_{cc} , esta corriente va a ser detectada por el equipo RAP instalado en la Bahía Pascuales.

Considerando un factor de potencia de 0,98 en atraso, es decir $\theta = -11,48^\circ$.

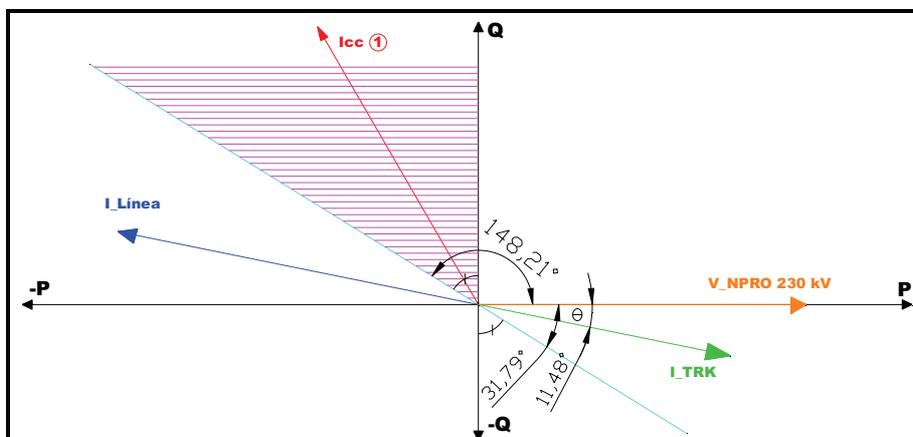


FIGURA 3.2.- Diagrama fasorial ante una falla en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

Del diagrama fasorial se puede determinar que el ángulo de defasaje en condiciones normales de operación puede ser máximo de $31,79^\circ$. Para valores mayores a éste, existe una falla en el sistema, por lo que de la gráfica de la función coseno se tiene que:

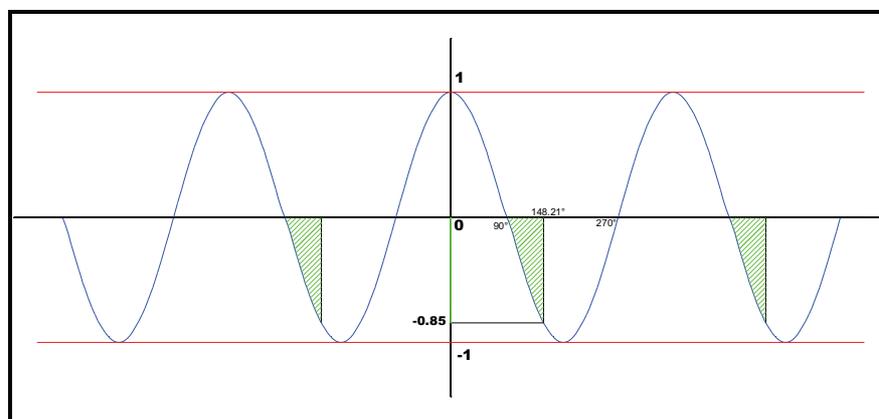


FIGURA 3.3.- Función coseno para determinar el ajuste de fp, falla en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

$$\cos(148,21^\circ) \leq \cos(\theta) \leq \cos(90^\circ)$$

Se encuentra fuera de la zona admisible.

$$-0,85 \leq \cos(\theta) \leq 0$$

$$-0,85 \leq fp \leq 0$$

Por lo tanto el ajuste del factor de potencia debe ser de 0,85 en adelante.

b) Considerando una falla en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

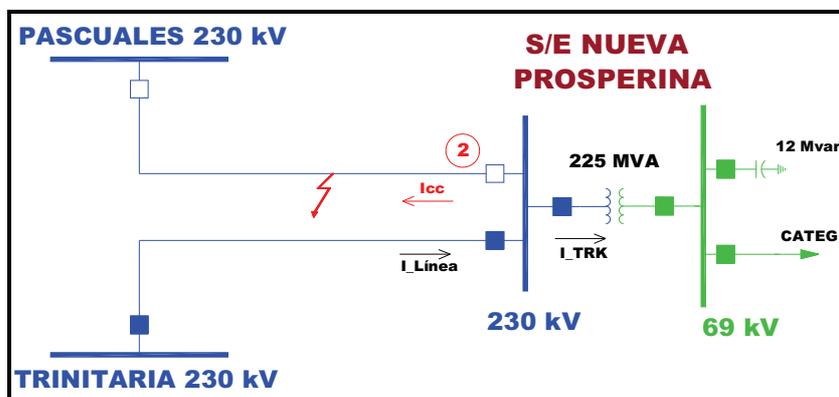


FIGURA 3.4.- Diagrama unifilar de la S/E Nueva Prosperina para ajuste de fp, falla en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

La corriente de falla, que circula por la L/T Pascuales – Nueva Prosperina es I_{cc} , esta corriente va a ser detectada por el equipo RAP instalado en la Bahía Pascuales.

Considerando un factor de potencia de 0,98 en atraso, es decir $\theta = -11,48^\circ$.

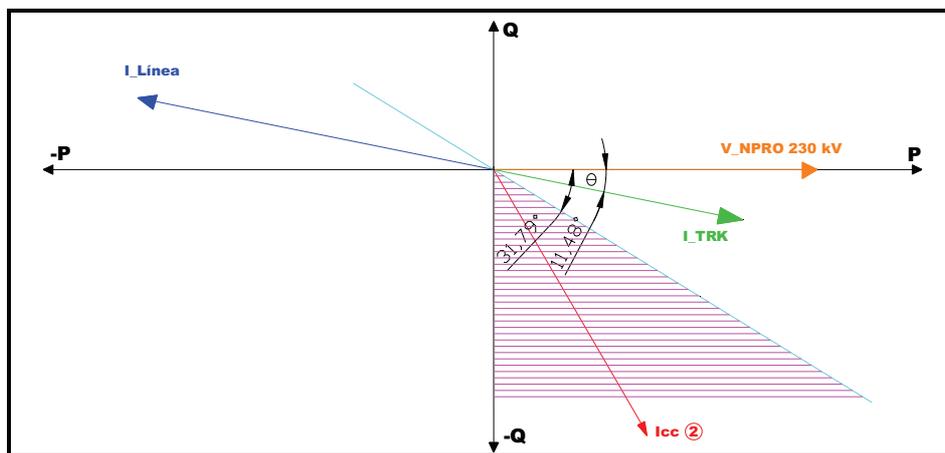


FIGURA 3.5.- Diagrama fasorial ante una falla en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

Del diagrama fasorial se puede determinar que el ángulo de defasaje en condiciones normales de operación puede ser máximo de $31,79^\circ$. Para valores mayores a este, existe una falla en el sistema, por lo que de la gráfica de la función coseno se tiene que:

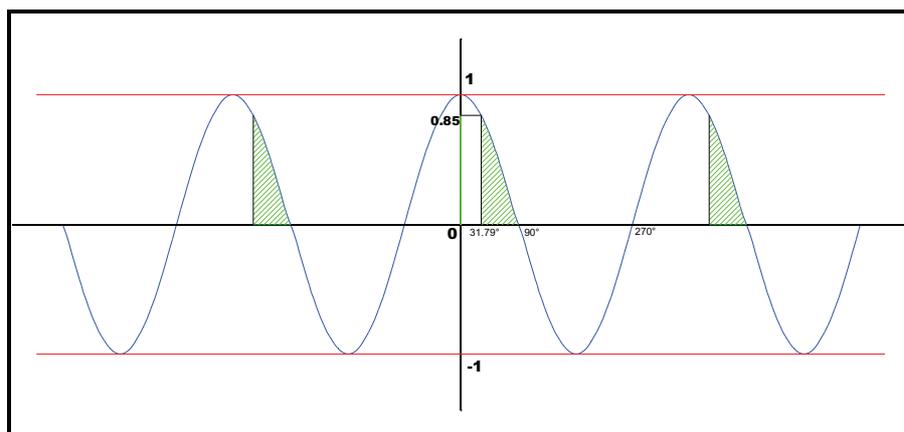


FIGURA 3.6.- Función coseno para determinar el ajuste de fp, falla en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

$\cos(90^\circ) \leq \cos(\theta) \leq \cos(31,79^\circ)$ Está fuera de la zona admisible del registrador.

$$0 \leq \cos(\theta) \leq 0,85$$

$$0 \leq fp \leq 0,85$$

El ajuste del factor de potencia debe ser de 0,85 en atraso.

$$fp_{max} = 0,85 \quad \text{atraso}$$

$$fp_{min} = 0,85 \quad \text{adelanto}$$

3.4. AJUSTES DE FRECUENCIA

Los criterios de ajuste para la frecuencia del sistema, fueron expuestos en el capítulo anterior.

$$f_{max} = 60,4 \text{ Hz}$$

$$f_{min} = 59,6 \text{ Hz}$$

$$\frac{dM}{dt} f = 0,1 \text{ Hz}$$

3.5. AJUSTES EN LA BAHÍA C1

Con la Regulación No. CONELEC 004/02, se determina los valores de voltajes máximo y mínimo de operación en la barra de 69 kV ($\pm 3\%$) de la S/E Nueva Prosperina.

$$V_{max_operación} = 103\% * V_{nominal}$$

$$V_{min_operación} = 97\% * V_{nominal}$$

$$V_{max_operación} = 1,03 * 69 \text{ kV}$$

$$V_{min_operación} = 0,97 * 69 \text{ kV}$$

$$V_{max_operación} = 71,07 \text{ kV}$$

$$V_{min_operación} = 66,93 \text{ kV}$$

Para el banco de capacitores: $S = Q = 12 \text{ Mvar}$

$$I_L = \frac{Q}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_{max_operación} = \frac{Q}{\sqrt{3} * V_{min_operación}}$$

$$I_{nominal} = \frac{12 \text{ Mvar}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}}$$

$$I_{max_operación} = \frac{12 \text{ Mvar}}{\sqrt{3} * 66,93 \text{ kV}}$$

$$I_{nominal} = 100,4 \text{ A}$$

$$I_{max_operación} = 103,51 \text{ A}$$

En las fases:

La corriente calculada es la máxima corriente de operación en condiciones normales, para determinar el valor de ajuste máximo se incrementa un 30% a este valor de corriente.

$$I_{max_ajuste} = 130\% * I_{max_operación}$$

$$I_{max_ajuste} = 1,3 * 103,51 \text{ A}$$

$$I_{max_ajuste} = 134,56 \text{ A}$$

El valor de ajuste mínimo de corriente es cero, debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente.

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

Para determinar el ajuste de dM/dt de corriente, se considera la conexión del banco de capacitores (12 Mvar), en condiciones de operación del sistema. La simulación se realiza con el paquete computacional DIgSILENT - Power Factory.

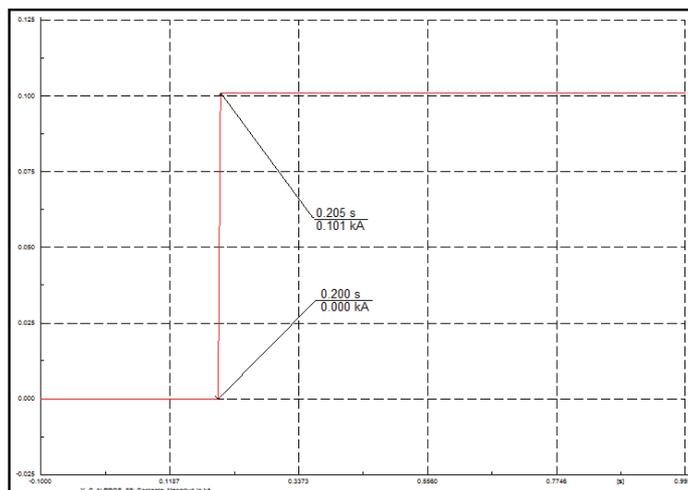


FIGURA 3.7.- Simulación conexión del banco de capacitores 12 Mvar, registrada en la bahía C1.

El tiempo de variación es de 5 ms, menor a un ciclo (16,67 ms).

$$\frac{0,200 \text{ s}}{0,000 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,101 \text{ kA}}$$

La variación de corriente es de 101 A, siendo este valor en condiciones normales de operación y se necesita que se registre valores mayores, por lo que el valor de ajuste es:

$$dM/dt I = 130 \text{ A}$$

En el neutro:

El criterio para determinar el valor de ajuste para el neutro de la bahía C1, es el mismo expuesto en el capítulo anterior ya que se trata de un banco de capacitores de las mismas características.

$$I_{max_neutro} = 33,46 \text{ A}$$

$$I_{min_neutro} = 0 \text{ A}$$

En secuencia positiva:

Considerando que bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 134,56 \text{ A}$$

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

En potencias:

Cálculo de la reactancia capacitiva del banco de capacitores.

$$X_c = \frac{V_n^2}{Q_c}$$

$$X_c = \frac{(69 \text{ kV})^2}{12 \text{ Mvar}}$$

$$X_c = 396,75 \Omega$$

El valor de ajuste de potencia reactiva máxima se lo determina con el voltaje máximo de operación del banco de capacitores.

$$Q_c = \frac{V_n^2}{X_c}$$

$$Q_{c_max_3\phi} = \frac{V_{max_operación}^2}{X_c}$$

$$Q_{c_max_3\phi} = \frac{(71,07 \text{ kV})^2}{396,75 \Omega}$$

$$Q_{c_max_3\phi} = 12,73 \text{ Mvar}$$

Para determinar el valor de ajuste por fase de potencia reactiva máxima, se considera el signo negativo debido a que el flujo ingresa a la barra de la subestación.

$$Q_{max_ajuste} = \frac{12,73 \text{ Mvar}}{3}$$

$$Q_{max_ajuste} = -4,24 \text{ Mvar}$$

El valor de ajuste mínimo de potencia reactiva es cero ya que no existe cambio en la dirección del flujo.

$$Q_{\min_ajuste} = 0 \text{ Mvar}$$

Para determinar el ajuste por cambios bruscos en la potencia reactiva (dM/dt), se considera que en banco de capacitores existe un desbalance de un 20% sobre la potencia reactiva monofásica.

$$dM/dt Q = 20\% * Q_{c_max_1\phi}$$

$$dM/dt Q = 0,20 * 4,24 \text{ Mvar}$$

$$dM/dt Q = 0,848 \text{ Mvar}$$

3.5.1. AJUSTE DE LA CORRIENTE DE DESBALANCE DEL BANCO DE CAPACITORES

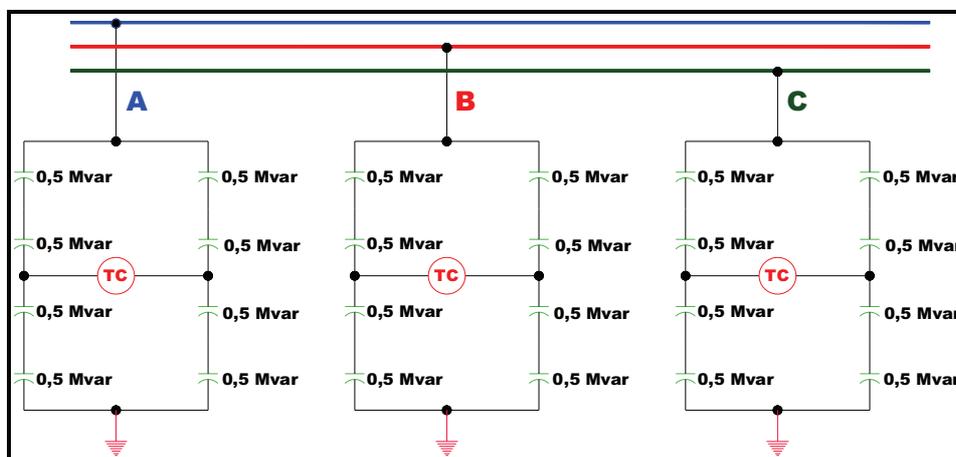


FIGURA 3.8.- Esquema de conexión de unidades capacitivas del banco de capacitores.

Para determinar el ajuste para la corriente de desbalance del banco de capacitores se realizan los siguientes estudios:

- Circuito abierto de una unidad capacitiva.
- Cortocircuito de una unidad capacitiva.

Circuito abierto de una unidad capacitiva.

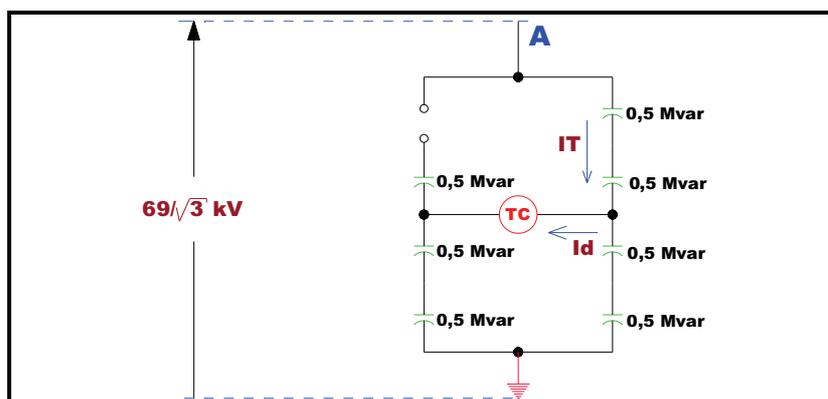


FIGURA 3.9.- Análisis de circuito abierto de una unidad capacitiva.

Cálculo de la reactancia de la unidad capacitiva:

$$X_{c_interno} = \frac{(V_{c_interno})^2}{Q_{c_interno}}$$

$$X_{c_interno} = \frac{\left(\frac{69 \text{ kV} / \sqrt{3}}{4}\right)^2}{0,5 \text{ Mvar}}$$

$$X_{c_interno} = 198,38 \Omega$$

Cálculo de la reactancia equivalente:

$$X_{c_equivalente} = 3 * X_{c_interno}$$

$$X_{c_equivalente} = 3 * 198,38 \Omega$$

$$X_{c_equivalente} = 595,14 \Omega$$

Cálculo de la corriente total del circuito:

$$I_T = \frac{V_{nom_fase_neutro}}{X_{c_equivalente}}$$

$$I_T = \frac{69 \text{ kV} / \sqrt{3}}{595,14 \Omega}$$

$$I_T = 66,94 \text{ A}$$

De la Figura 3.9:

$$I_d = \frac{I_T}{2}; \quad \text{siendo } I_d = \text{Corriente de desbalance del banco de capacitores}$$

$$I_d = \frac{66,94 \text{ A}}{2}$$

$$I_d = 33,47 \text{ A} \quad (1)$$

Cortocircuito en una unidad capacitiva.

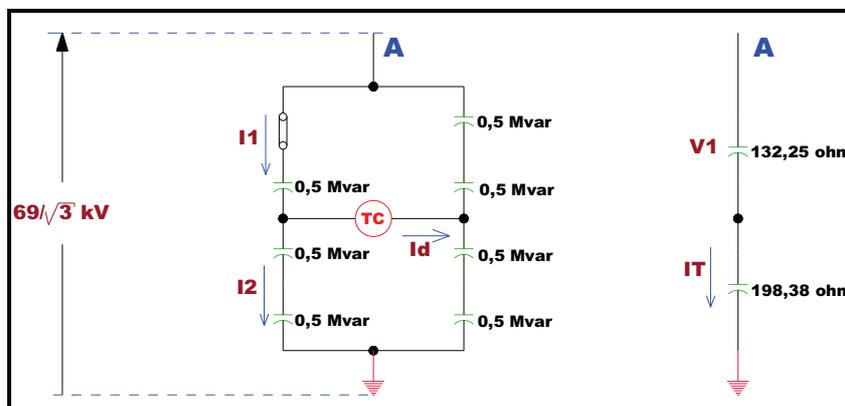


FIGURA 3.10.- Análisis de cortocircuito de una unidad capacitiva.

Cálculo de reactancias capacitivas parciales:

$$X_{c_equivalente_1} = \frac{2 * X_{c_interno}^2}{3 * X_{c_interno}}$$

$$X_{c_equivalente_1} = \frac{2 * (198,38 \Omega)^2}{3 * 198,38 \Omega}$$

$$X_{c_equivalente_1} = 132,25 \Omega$$

$$X_{c_equivalente_2} = X_{c_interno}$$

$$X_{c_equivalente_2} = 198,38 \Omega$$

Cálculo de la corriente total:

$$I_T = \frac{V_{nominal}}{X_{c_equivalente_1} + X_{c_equivalente_2}}$$

$$I_T = \frac{69 \text{ kV} / \sqrt{3}}{132,25 \Omega + 198,38 \Omega}$$

$$I_T = 120,49 \text{ A}$$

$$V_1 = I_T * X_{c_equivalente_1}$$

$$V_1 = 120,49 \text{ A} * 132,25 \Omega$$

$$V_1 = 15,93 \text{ kV}$$

$$I_1 = \frac{V_1}{X_{c_interno}}$$

$$I_1 = \frac{15,93 \text{ kV}}{198,38 \Omega}$$

$$I_1 = 80,32 \text{ A}$$

De la Figura 3.10:

$$I_2 = \frac{I_T}{2}$$

$$I_2 = \frac{120,49 \text{ A}}{2}$$

$$I_2 = 60,24 \text{ A}$$

$$I_d = I_1 - I_2$$

$$I_d = 80,32 \text{ A} - 60,24 \text{ A}$$

$$I_d = 20,08 \text{ A} \quad \langle 2 \rangle$$

El ajuste máximo corresponde al menor valor de las corrientes de desbalance calculadas $\langle 1 \rangle$ y $\langle 2 \rangle$.

$$I_{max_ajuste} = I_{d_menor}$$

$$dM/dt I_d = I_{max_ajuste}$$

$$I_{max_ajuste} = 20,08 \text{ A}$$

$$dM/dt I_d = 20,08 \text{ A}$$

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

3.6. AJUSTES BAHÍA TRK 69 kV

En las fases:

El ajuste máximo de corriente, se determina con un incremento del 20% de la corriente nominal del transformador.

$$I_{nominal} = \frac{S_{n_TRK}}{\sqrt{3} * V_{LL}} \qquad I_{max_ajuste} = 120\% * I_{nominal}$$

$$I_{nominal} = \frac{225 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} \qquad I_{max_ajuste} = 1,2 * 1,882 \text{ kA}$$

$$I_{nominal} = 1,882 \text{ kA} \qquad I_{max_ajuste} = 2259,2 \text{ A}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

Para calcular dM/dt de corriente se considera la salida imprevista de la tercera parte de la carga. Debido a que se necesita que exista una variación considerable para el arranque de registros.

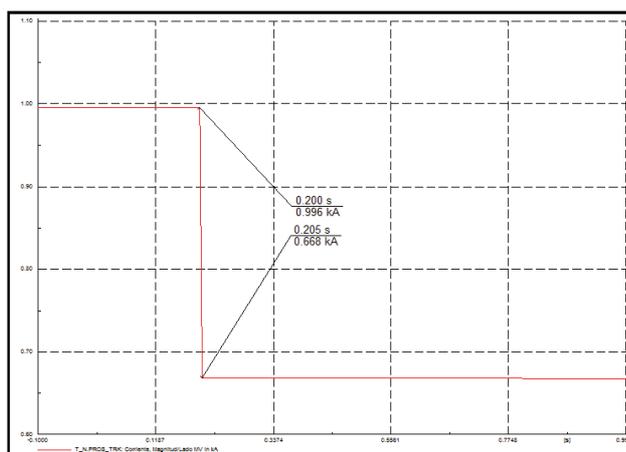


FIGURA 3.11.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, vista en la bahía TRK 69 kV.

El tiempo es de 5 ms, que está dentro de un ciclo 16,67 ms.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{0,996 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,668 \text{ kA}}$$

$$dM/dt I = 328 \text{ A}$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste máximo de corriente en el neutro se considera un desbalance del 20% sobre el valor de corriente máxima de ajuste. Debido a que no se necesita alta sensibilidad de los equipos RAP's por condiciones del sistema.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{max_ajuste}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 2259,2 \text{ A}$$

$$I_{max_neutro} = 451,82 \text{ A}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente del neutro, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_neutro} = 0 \text{ A}$$

Para determinar el valor de ajuste máximo de corriente en el neutro se considera un desbalance del 30% sobre el valor de corriente máxima de ajuste.

$$dM/dt I = 30\% * I_{max_neutro}$$

$$dM/dt I = 0,3 * 451,82 \text{ A}$$

$$dM/dt I = 135,55 \text{ A}$$

En secuencia positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 2259,2 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

3.7. AJUSTES DE VOLTAJES, BAHÍAS DE 230 kV

Para determinar los valores de ajuste de voltaje, se aplica los criterios de ajuste utilizados para parametrizar los voltajes de las bahías de 69 kV, de la S/E Caraguay.

En las fases:

$$V_{max_ajuste} = 110\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{min_ajuste} = 90\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 1,1 * 230 kV / \sqrt{3}$$

$$V_{min_ajuste} = 0,9 * 230 kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 146,07 kV$$

$$V_{min_ajuste} = 119,51 kV$$

$$dM/dt V_{fases} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$dM/dt V_{fases} = 0,2 * 230 kV / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{fases} = 26,56 kV$$

En el neutro:

$$V_{max_ajuste} = 20\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 10\% * V_{nom_fase_neutro}$$

$$V_{max_ajuste} = 0,2 * 230 kV / \sqrt{3}$$

$$dM/dt V_{neutro} = 0,1 * 230 kV / \sqrt{3}$$

$$V_{max_ajuste} = 26,56 kV$$

$$dM/dt V_{neutro} = 13,28 kV$$

$$V_{min_ajuste} = 0 kV$$

En Secuencia Positiva:

$$V_{max_sec(+)} = 146,07 kV$$

$$V_{min_sec(+)} = 119,51 kV$$

En Secuencia Negativa:

$$MV_2 = V_{S_N} / V_{S_P} = 1,3\%$$

$$V_{max_sec(-)} = 1,3\% * V_{nominal_fase_neutro}$$

$$V_{max_sec(-)} = 0,013 * 230 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

$$V_{max_sec(-)} = 1,72 \text{ kV}$$

3.8. AJUSTES EN LA BAHÍA PASCUALES

El conductor utilizado en la L/T Pascuales – Nueva Prosperina es el Bluebell 1033,50 MCM A.S.C.

APLICACIONES A.S.C. [11]

Los conductores de aluminio desnudo del tipo A.S.C. (Aluminum strand conductor) ó A.A.C. (All Aluminum conductor) trenzados clases AA y A son utilizados para líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, cuando por razones de diseño de la línea, la capacidad de corriente debe ser mantenida y se desea un conductor más liviano que el A.C.S.R. y la resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico máximo no es un factor crítico; conductores trenzados de mayor flexibilidad (clases B y C) son usados en otras aplicaciones para conexiones o puentes de equipos eléctricos, en subestaciones, etc.

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN AMPERIOS:

Calculada para una temperatura del conductor de 75 °C, temperatura ambiente 25 °C, emisividad de 0.5, viento de 0.61 m/seg. y con efecto del sol (1033 watts/m²).

Tabla 3.1.- Información Técnica Bluebell.

NOMBRE CLAVE	CALIBRE AWG O MCM	SECCION mm ²	FORMACION No. de hilos por diámetro mm.	DIAMETRO EXTERIOR MM.	PESO TOTAL Kg/Km	TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. A 20°C OHMS/Km.	CAPACIDAD DE CORRIENTE AMP.
Bluebell	1033,50	523,70	37 x 4,244	29,75	1445,00	8835,00	0,0551	1031

$$I_{nominal_conductor} = 1031 A$$

$$I_{limite_conductor} = 80\% * 1031 A$$

$$I_{limite_conductor} = 824,8 A$$

Se considera que sale de servicio la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina.

$$I_{max_carga} = \frac{S_{TRK}}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_{max_carga} = \frac{225 MVA}{\sqrt{3} * 230 kV}$$

$$I_{max_carga} = 564,8 A$$

Para determinar el valor de ajuste de corriente máxima, es necesario encontrar las mínimas corrientes de cortocircuito de circulan por la bahía Pascuales, para esto se simulan distintos tipos de fallas en algunas componentes del sistema.

La simulación se realiza con el programa DIgSILENT - Power Factory, con datos de despacho real del 2010 proporcionado por el CENACE, considerando un día comprendido en el periodo de alta hidrología (abril - septiembre), a la hora de demanda mínima (03h00), en esas condiciones las centrales térmicas de la zona suroccidental trabajan a su mínima capacidad, todo esto para obtener las mínimas corrientes de cortocircuito.

A continuación se presenta la tabla de los resultados de las simulaciones:

Tabla 3.2.- Corrientes de falla en la bahía Pascuales.

BAHÍA PASCUALES					
Tipo de falla	Cortocircuito B. PASC 230 kV [kA]	Cortocircuito 50% L/T PASC – NPROS [kA]	Cortocircuito B. TRIN 230 kV [kA]	Cortocircuito B. NPROS 230 kV [kA]	Cortocircuito B. NPROS 69 kV [kA]
1 ϕ	1,345	1,745	3,258	5,171	2,231
2 ϕ	0,888	1,077	3,186	4,759	2,009
2 ϕ -t	1,240	1,563	3,434	5,283	2,263
3 ϕ	1,109	1,327	3,726	5,572	2,320

La menor corriente de falla (0,888 kA) se obtiene cuando ocurre una falla bifásica en la barra de 230 kV de la S/E Pascuales.

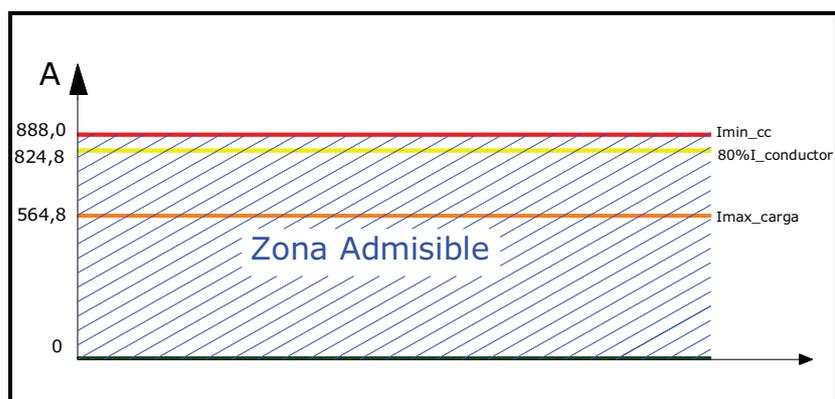


FIGURA 3.12.- Zona admisible para el RAP, bahía Pascuales.

De la *Figura 3.12* se tiene los límites máximo y mínimo de corriente.

En las fases:

$$I_{max_ajuste} = 888 \text{ A}$$

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

Para determinar el valor de ajuste por dM/dt de corriente, se considera la salida imprevista de de la tercera parte de la carga.

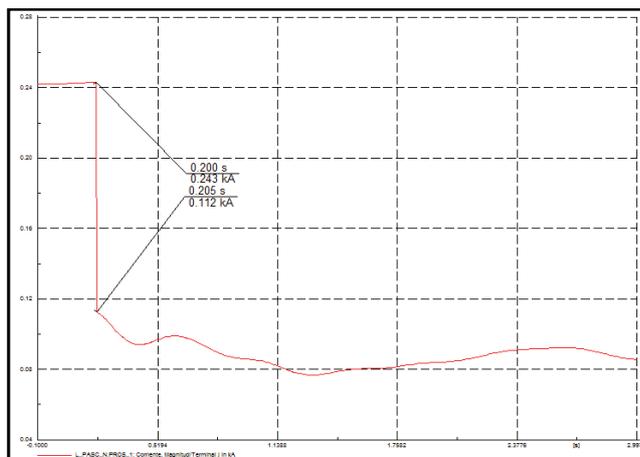


FIGURA 3.13.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, registrada en la bahía Pascuales.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{0,243 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,112 \text{ kA}}$$

El tiempo es de 5 ms, que está dentro de un ciclo 16,67 ms.

$$\frac{dM}{dt} I = 131 \text{ A}$$

En el neutro:

Para determinar el valor de ajuste de corriente máxima del neutro, se considera un desbalance del 20% sobre la corriente máxima de carga.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{max_carga}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 564,8 \text{ A}$$

$$I_{max_neutro} = 112,96 \text{ A}$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente del neutro, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_neutro} = 0 \text{ A}$$

Para determinar el arranque del registrador por dM/dt de corriente del neutro, se considera un cambio brusco del 20% de la corriente máxima de ajuste del neutro.

$$\frac{dM}{dt}I = 20\% * I_{max_neutro}$$

$$\frac{dM}{dt}I = 20\% * 112,96 A$$

$$\frac{dM}{dt}I = 22,6 A$$

En secuencia positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 888 A$$

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

En potencias:

Para determinar los valores de ajuste de potencias activa y reactiva máximas se realiza simulaciones considerando que la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina se encuentra fuera de servicio, el flujo de potencia es a través de la L/T Pascuales – Nueva Prosperina y considerando que todas las centrales térmicas de la zona suroccidental se encuentran despachando.

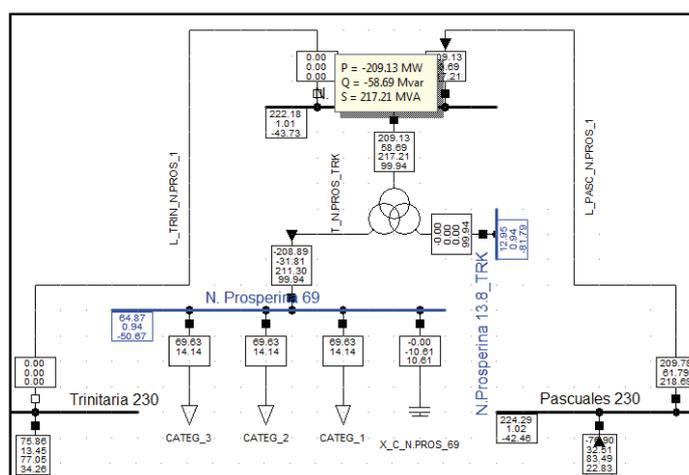


FIGURA 3.14.- Simulación flujo máximo de potencia por la L/T Pascuales – Nueva Prosperina.

De las simulaciones se obtiene las potencias activa y reactiva máximas.

$$P_{max_3\phi} = 209,13 \text{ MW}$$

$$Q_{max_3\phi} = 58,69 \text{ Mvar}$$

$$P_{max_1\phi} = 69,71 \text{ MW}$$

$$Q_{max_1\phi} = 19,56 \text{ Mvar}$$

Este flujo de potencias activa y reactiva es en condición normal de operación del sistema, el registrador de fallas debe registrar valores superiores a estos, por lo que el valor de ajuste se determina de la siguiente manera.

Considerando la potencia nominal del transformador TRK y un $fp = 1,0$ para obtener la máxima transferencia de potencia activa.

$$P_{max_3\phi} = S_{n_TRK} * fp$$

$$P_{max_3\phi} = 225 \text{ MVA} * 1,0$$

$$P_{max_1\phi} = \frac{225 \text{ MW}}{3}$$

$$P_{1\phi max_ajuste} = P_{max_1\phi}$$

$$P_{max_1\phi} = 75 \text{ MW}$$

$$P_{1\phi max_ajuste} = 75 \text{ MW}$$

Considerando la potencia nominal del transformador TRK y un $fp = 0,95$ para obtener la máxima transferencia de potencia reactiva.

$$\varphi = 18,2^\circ$$

$$Q_{max_1\phi} = \frac{Q_{max_3\phi}}{3}$$

$$Q_{max_3\phi} = S_{n_TRK} * \text{sen}(\varphi)$$

$$Q_{max_1\phi} = \frac{70,25 \text{ Mvar}}{3}$$

$$Q_{max_3\phi} = 225 \text{ MVA} * \text{sen}(18,2^\circ)$$

$$Q_{max_1\phi} = 23,42 \text{ Mvar}$$

$$Q_{max_3\phi} = 70,25 \text{ Mvar}$$

$$Q_{1\phi max_ajuste} = 23,42 \text{ Mvar}$$

En periodo de baja hidrología a demanda mínima (03h00), el flujo de potencia que fluye a través de la L/T Pascuales – Nueva Prosperina cambia de sentido.

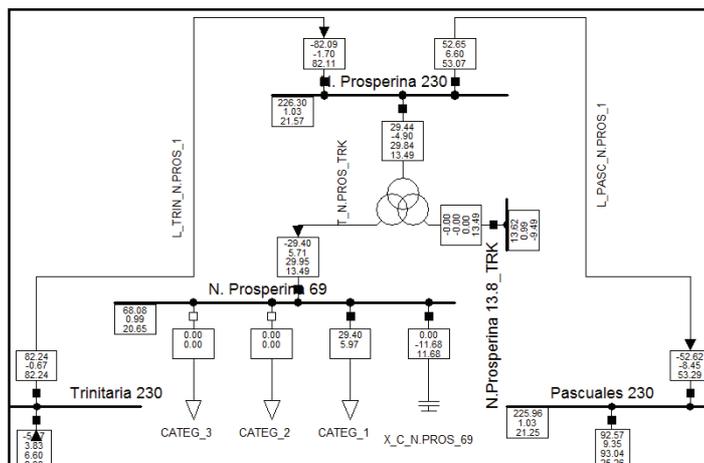


FIGURA 3.15.- Simulación flujo de potencia por la L/T Pascuales – Nueva Prosperina en demanda mínima.

Por lo tanto el ajuste de potencias activa y reactiva mínima es:

$$P_{1\phi min_ajuste} = -75 \text{ MW}$$

$$Q_{1\phi min_ajuste} = -23,42 \text{ Mvar}$$

Para determinar los valores de ajuste de dM/dt de potencias activa y reactiva, se considera que exista una variación del 30% sobre las potencias máximas de ajuste. Debido a que se necesita que arranque el registrador por variaciones considerables.

$$\frac{dM}{dt} P = 30\% * P_{max_1\phi}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 30\% * Q_{max_1\phi}$$

$$\frac{dM}{dt} P = 0,3 * 75 \text{ MW}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 0,3 * 23,42 \text{ Mvar}$$

$$\frac{dM}{dt} P = 22,5 \text{ MW}$$

$$\frac{dM}{dt} Q = 7,03 \text{ Mvar}$$

3.9. AJUSTES EN LA BAHÍA TRINITARIA

El conductor utilizado en la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina es el Bluebell 1033,50 MCM A.S.C.

De la información técnica del conductor se obtiene la capacidad del conductor [11].

$$I_{capacidad_conductor} = 1031 \text{ A}$$

$$I_{\text{límite_conductor}} = 80\% * 1031 A$$

$$I_{\text{límite_conductor}} = 824,8 A$$

Para determinar el valor de ajuste de corriente máxima, es necesario encontrar las mínimas corrientes de cortocircuito de circulan por la bahía Trinitaria de la S/E Nueva Prosperina, para esto se realiza el mismo procedimiento que en la bahía Pascuales.

A continuación se presenta la tabla de los resultados de las simulaciones:

Tabla 3.3.- Corrientes de falla en la bahía Trinitaria.

BAHÍA TRINITARIA					
Tipo de falla	Cortocircuito B. PASC 230 kV [kA]	Cortocircuito 50% L/T TRIN – NPROS [kA]	Cortocircuito B. TRIN 230 kV [kA]	Cortocircuito B. NPROS 230 kV [kA]	Cortocircuito B. NPROS 69 kV [kA]
1φ	1,166	4,105	3,379	1,783	0,726
2φ	0,888	3,832	3,186	1,241	0,524
2φ-t	1,095	4,236	3,503	1,617	0,684
3φ	1,109	4,484	3,726	1,519	0,632

De la **Tabla 3.3** se observa que las menores corrientes de cortocircuito registradas en la bahía Trinitaria se obtienen cuando ocurren fallas en la barra de 69 kV de la S/E Nueva Prosperina, el registro de estas fallas será por ajustes de voltajes. Por lo que la corriente mínima de cortocircuito que debe ser registrada sin considerar fallas en la barra de 69 kV de la S/E Nueva Prosperina, es 0,888 kA, esta corriente se produce cuando ocurre una falla bifásica en la barra de 230 kV de la S/E Pascuales.

Cálculo de la corriente máxima de carga:

$$I_{\text{max_carga}} = \frac{S_{TRK}}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_{\text{max_carga}} = \frac{225 MVA}{\sqrt{3} * 230 kV}$$

$$I_{\text{max_carga}} = 564,8 A$$

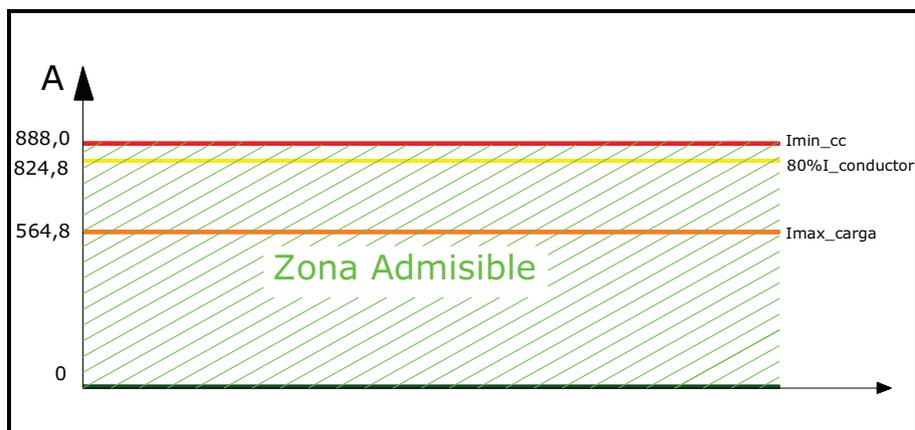


FIGURA 3.16.- Zona admisible para el RAP, bahía Trinitaria.

En las fases:

De la *Figura 3.16* se tiene los límites máximo y mínimo de corriente.

$$I_{max_ajuste} = 888 \text{ A}$$

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

Para calcular dM/dt de corriente, se considera la salida imprevista de la L/T Pascuales – Salitral 138 kV.

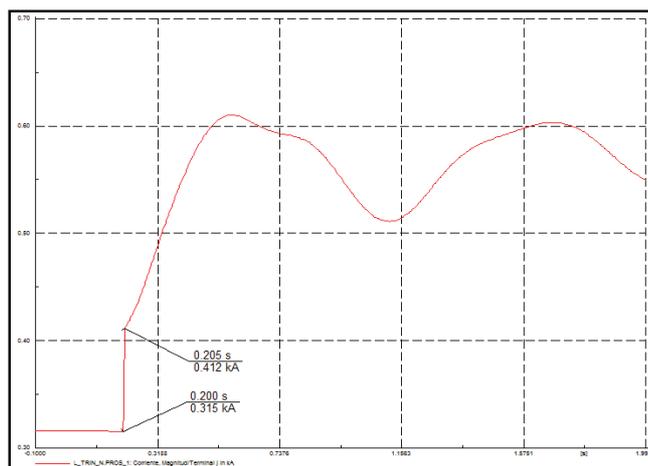


FIGURA 3.17.- Simulación salida súbita de la L/T Pascuales – Salitral 138 kV, registrada en la bahía Trinitaria.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{0,315 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,412 \text{ kA}}$$

El tiempo es de 5 ms, que está dentro de un ciclo 16,67 ms.

$$dM/dt I = 97 \text{ A}$$

El valor de corriente aumenta y considerando la topología del sistema, se observa que las líneas de transmisión Trinitaria – Nueva Prosperina y Pascuales – Nueva Prosperina, están prácticamente en serie, por lo que el ajuste dM/dt corresponderá al mismo valor para las dos líneas.

$$dM/dt I = 131 \text{ A}$$

Los siguientes ajustes son determinados de la misma manera que los de la bahía Pascuales.

En el neutro:

$$I_{max_neutro} = 112,96 \text{ A}$$

$$I_{min_neutro} = 0 \text{ A}$$

$$dM/dt I = 22,6 \text{ A}$$

En secuencia positiva:

$$I_{max_ajuste} = 888 \text{ A}$$

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

En potencias:

Para determinar los valores de ajuste de potencias activa y reactiva máximas se realiza simulaciones considerando que la L/T Pascuales – Nueva Prosperina se encuentra fuera de servicio, el flujo de potencia es a través de la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina y considerando que todas las centrales térmicas de la zona suroccidental se encuentran despachando.

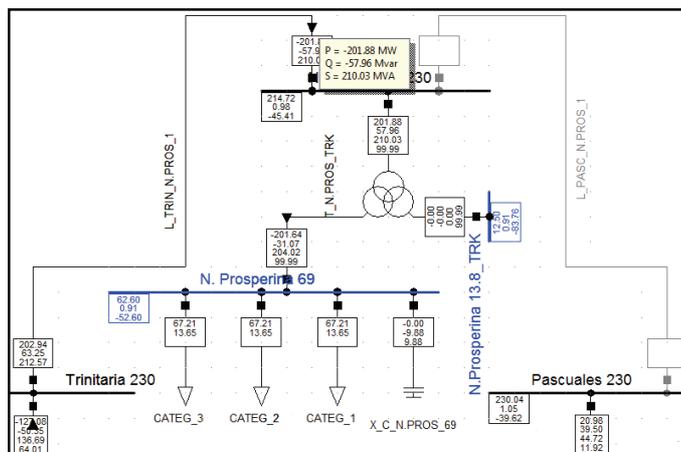


FIGURA 3.18.- Simulación salida de la L/T Pascuales – Nueva Prosperina 230 kV, potencia registrada en la bahía Trinitaria.

De las simulaciones se obtiene las potencias activa y reactiva máximas.

$$P_{max_{3\phi}} = 201,88 \text{ MW}$$

$$Q_{max_{3\phi}} = 57,96 \text{ Mvar}$$

$$P_{max_{1\phi}} = 67,29 \text{ MW}$$

$$Q_{max_{1\phi}} = 19,32 \text{ Mvar}$$

Con las mismas consideraciones que se tuvieron para determinar los ajustes de potencias para la bahía Pascuales, se obtienen los ajustes de potencias máximas activa y reactiva para la bahía Trinitaria.

$$P_{1\phi max_{ajuste}} = 75 \text{ MW}$$

$$Q_{1\phi max_{ajuste}} = 23,42 \text{ Mvar}$$

En periodo de alta hidrología y cuando sale de servicio la central Trinitaria a demanda mínima (03h00), el flujo de potencia que fluye a través de la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina cambia de sentido.

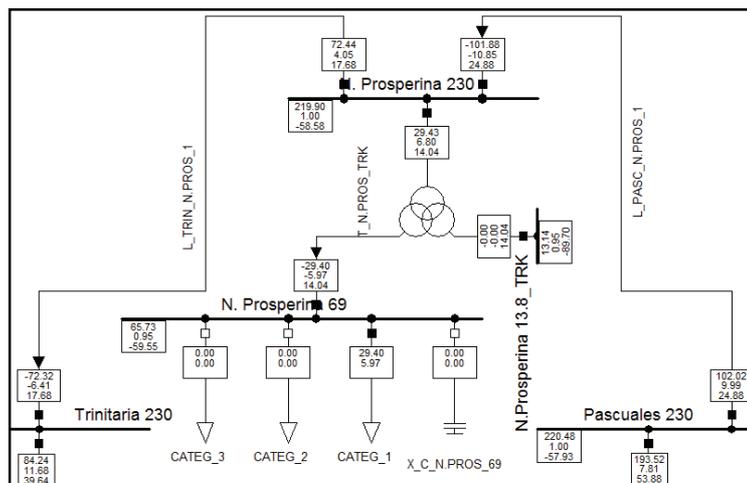


FIGURA 3.19.- Simulación flujo de potencia por la L/T Trinitaria – Nueva Prosperina en demanda mínima.

Por lo tanto el valor de ajuste mínimo de potencias es:

$$P_{1\phi min_ajuste} = -75 \text{ MW}$$

$$Q_{1\phi min_ajuste} = -23,42 \text{ Mvar}$$

Para determinar los valores de ajuste de dM/dt de potencias activa y reactiva, se considera que exista una variación del 30% sobre las potencias máximas de ajuste.

$$dM/dt P = 22,5 \text{ MW}$$

$$dM/dt Q = 7,03 \text{ Mvar}$$

3.10. AJUSTES EN LA BAHÍA TRK, 230 kV

En las fases:

Cálculo de la corriente nominal de transformador TRK en el lado de alta.

$$I_{nominal} = \frac{S_{n_TRK}}{\sqrt{3} * V_{LL}}$$

$$I_{nominal} = \frac{225 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 230 \text{ kV}}$$

$$I_{nominal} = 564,8 \text{ A}$$

El valor máximo de ajuste de corriente se lo determina considerando el incremento de un 20% sobre la corriente nominal del TRK. Es decir que el TRK esté sobrecargado.

$$I_{max_ajuste} = 120\% * I_{nominal}$$

$$I_{max_ajuste} = 1,2 * 564,8 A$$

$$I_{max_ajuste} = 677,76 A$$

Debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente, el valor de ajuste es cero.

$$I_{min_ajuste} = 0 A$$

En el neutro:

Para determinar el ajuste en el neutro se considera un 20% de la corriente máxima de ajuste de las fases.

$$I_{max_neutro} = 20\% * I_{max_ajuste}$$

$$I_{max_neutro} = 0,2 * 677,76 A$$

$$I_{max_neutro} = 135,552 A$$

El valor de ajuste es cero, debido a que se refiere al valor mínimo eficaz de la onda de corriente del neutro.

$$I_{min_neutro} = 0 A$$

Para determinar el ajuste por dM/dt del neutro se considera una variación del 20% de la corriente máxima de ajuste del neutro.

$$\frac{dM}{dt} I = 20\% * I_{max_neutro}$$

$$\frac{dM}{dt} I = 0,2 * 135,552 A$$

$$\frac{dM}{dt} I = 27,11 A$$

En secuencia positiva:

Bajo condiciones normales de operación, la corriente de fase es la corriente de secuencia positiva.

$$I_{max_ajuste} = 677,76 \text{ A}$$

$$I_{min_ajuste} = 0 \text{ A}$$

En potencias:

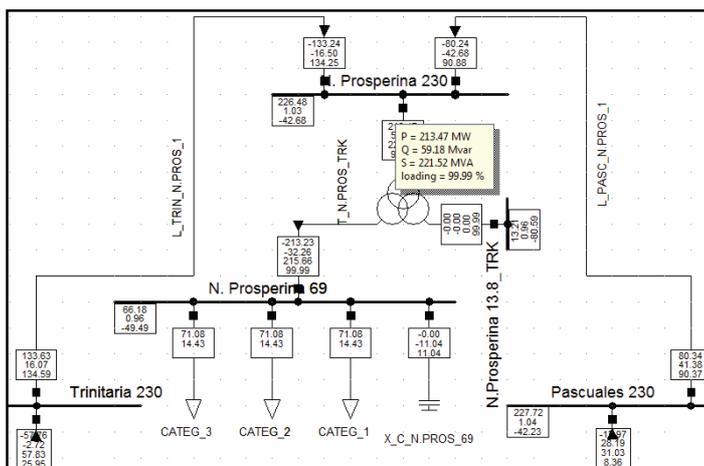


FIGURA 3.20.- Simulación flujo máximo de potencia por la bahía TRK 230 kV.

De las simulaciones se obtiene las potencias máximas del transformador:

$$P_{max_3\phi} = 213,47 \text{ MW}$$

$$Q_{max_3\phi} = 59,18 \text{ Mvar}$$

$$P_{max_1\phi} = 71,16 \text{ MW}$$

$$Q_{max_1\phi} = 19,73 \text{ Mvar}$$

Esta potencia es en condiciones normales de operación, por lo que los valores de ajuste son determinados haciendo las siguientes consideraciones:

$f_p = 1$, para obtener la máxima potencia activa.

$$P_{max_3\phi} = S_{n_TKR} * f_p$$

$$P_{max_ajuste1\phi} = \frac{P_{max_3\phi}}{3}$$

$$P_{max_3\phi} = 225 \text{ MVA} * 1,0$$

$$P_{max_ajuste1\phi} = \frac{225 \text{ MW}}{3}$$

$$P_{max_3\phi} = 225 \text{ MW}$$

$$P_{max_ajuste1\phi} = 75 \text{ MW}$$

Debido a que no existe generación aguas abajo, el ajuste para potencia activa mínima es cero.

$$P_{min_ajuste1\phi} = 0 \text{ MW}$$

Para un $fp = 0,95$

$$\varphi = 18,2^\circ$$

$$Q_{1\phi} = \frac{S_{n_TRK} * \text{sen}(\varphi)}{3}$$

$$Q_{1\phi} = \frac{225 \text{ MVA} * \text{sen}(18,2^\circ)}{3}$$

$$Q_{1\phi} = 23,42 \text{ Mvar}$$

$$Q_{max_ajuste1\phi} = 23,42 \text{ Mvar}$$

Analizando las condiciones para determinar el valor de ajuste de potencia reactiva mínima, se concluye que el flujo de potencia reactiva en la bahía TRK de 230 kV cambia de sentido en demanda mínima, siempre y cuando el banco de capacitores (12 Mvar) esté conectado.

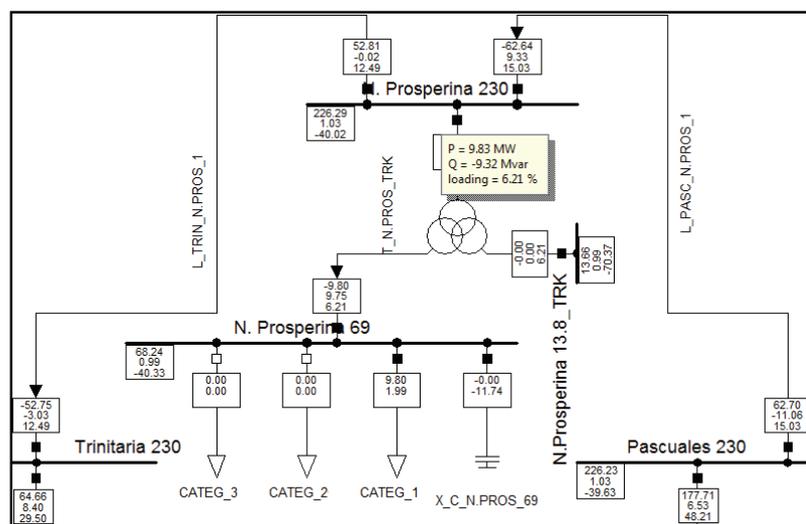


FIGURA 3.21.- Simulación flujo de potencia por la bahía TRK 230 kV en demanda mínima.

Esta consideración se da si alguna componente del sistema esta fuera por alguna situación y se necesita mantener el voltaje dentro de los límites de operación permitidos.

El valor de ajuste mínimo de potencia reactiva es la capacidad del banco de capacitores.

$$Q_{\min_ajuste1\phi} = -12,0 \text{ Mvar}$$

Para determinar el ajuste por dM/dt de corriente se considera la salida imprevista de de la tercera parte de la carga.

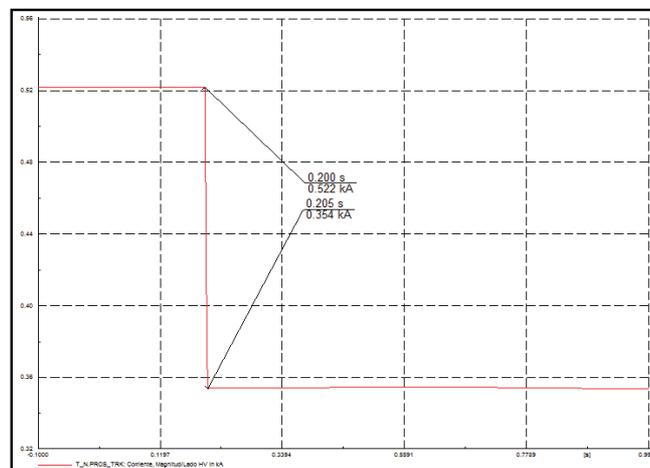


FIGURA 3.22.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, registrada en la bahía TRK 230 kV.

El tiempo es de 5 ms, que está dentro de un ciclo 16,67 ms.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{0,522 \text{ kA}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{0,354 \text{ kA}}$$

$$dM/dt I = 168 \text{ A}$$

Para determinar el ajuste por dM/dt de potencia activa se considera la salida imprevista de la tercera parte de la carga a demanda mínima, todo esto para obtener el mínimo valor de cambio brusco.

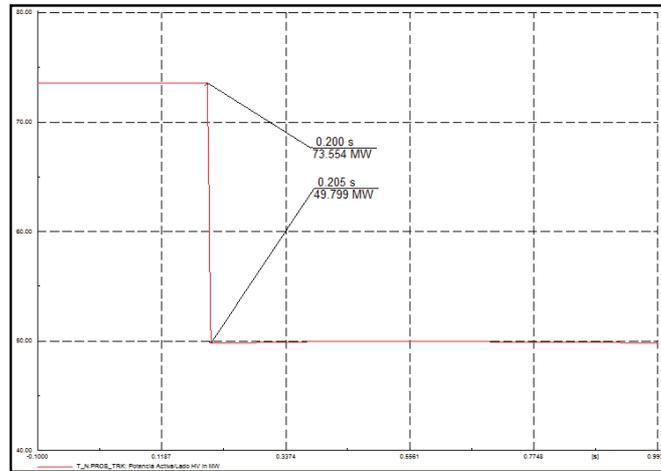


FIGURA 3.23.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia activa registrada en la bahía TRK 230 kV.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{73,554 \text{ MW}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{49,799 \text{ MW}}$$

$$dM/dt P = 23,755 \text{ MW}$$

Para la potencia reactiva.

Para determinar el ajuste por dM/dt de potencia reactiva se considera la salida imprevista de la tercera parte de la carga a demanda mínima, todo esto para obtener el mínimo valor de cambio brusco.

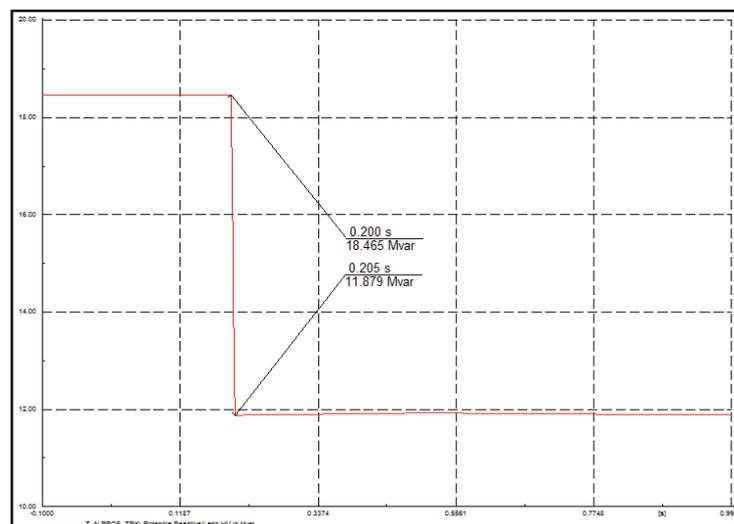


FIGURA 3.24.- Simulación salida súbita de la tercera parte de la carga, potencia reactiva registrada en la bahía TRK 230 kV.

$$\frac{0,200 \text{ s}}{18,465 \text{ Mvar}} \rightarrow \frac{0,205 \text{ s}}{11,879 \text{ Mvar}}$$

$$dM/dt Q = 6,586 \text{ Mvar}$$

3.11. TABLAS RESUMEN CON LOS VALORES DE AJUSTE PARA LAS BAHÍAS DE LA S/E NUEVA PROSPERINA

De los análisis realizados a cada una de las bahías de 230 kV y 69 kV de la subestación Nueva Prosperina, se presentan a continuación los valores de ajuste que se configuraron los Registradores Automáticos de Perturbaciones.

Tabla 3.4.- Ajustes para la bahía TRK 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	NUEVA PROSPERINA		BAHIA	TRK 230 kV		FECHA	05/06/2011	
VOLT	230 kV		RTC	800 / 5 A				
SIMEAS R	SLOT # 3	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
230 kV / F008	TRK 230 kV	NPRO / TRK / Ia	TRK / Ia	Corriente fase A [A]	SI	678	0	168
		NPRO / TRK / Ib	TRK / Ib	Corriente fase B [A]	SI	678	0	168
		NPRO / TRK / Ic	TRK / Ic	Corriente fase C [A]	SI	678	0	168
		NPRO / TRK / In	TRK / In	Corriente Neutro [A]	SI	136	0	27
		NPRO / TRK / I1	TRK / I1	Corriente secuencia positiva [A]	SI	678	0	-
		NPRO / TRK / I2	TRK / I2	Corriente secuencia negativa [A]	NO	-	-	-
		NPRO / TRK _Pa	TRK _Pa	Potencia Activa fase A [MW]	SI	75	0	24
		NPRO / TRK _Pb	TRK _Pb	Potencia Activa fase B [MW]	SI	75	0	24
		NPRO / TRK _Pc	TRK _Pc	Potencia Activa fase C [MW]	SI	75	0	24
		NPRO / TRK _Pn	TRK _Pn	Potencia Activa neutro [MW]	SI	-	-	-
		NPRO / TRK _Qa	TRK _Qa	Potencia Reactiva fase A [Mvar]	SI	23	-12	7
		NPRO / TRK _Qb	TRK _Qb	Potencia Reactiva fase B [Mvar]	SI	23	-12	7
		NPRO / TRK _Qc	TRK _Qc	Potencia Reactiva fase C [Mvar]	SI	23	-12	7
		NPRO / TRK _Qn	TRK _Qn	Potencia Reactiva neutro [Mvar]	NO	-	-	-
		NPRO /TRK _fpa	TRK _fpa	Factor de potencia fase A TRK	SI	0,85	0,85	-
		NPRO /TRK _fpb	TRK _fpb	Factor de potencia fase B TRK	SI	0,85	0,85	-
		NPRO /TRK _fpc	TRK _fpc	Factor de potencia fase C TRK	SI	0,85	0,85	-
		NPRO /TRK _fpn	TRK _fpn	Factor de potencia Neutro TRK	NO	-	-	-

Tabla 3.5.- Ajustes para la bahía Trinitaria.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	NUEVA PROSPERINA	BAHIA	TRINITARIA			FECHA	05/06/2011	
VOLT	230 kV	RTC	1200 / 5 A					
SIMEAS R	SLOT # 1	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
230 kV / F008	TRINITARIA	NPRO / TRIN_Va	TRIN_Va	Voltaje fase A Trinitaria 1 [kV]	SI	146	120	27
		NPRO /TRIN_Vb	TRIN_Vb	Voltaje fase B Trinitaria 1 [kV]	SI	146	120	27
		NPRO /TRIN_Vc	TRIN_Vc	Voltaje fase C Trinitaria 1 [kV]	SI	146	120	27
		NPRO /TRIN_Vn	TRIN_Vn	Voltaje Neutro Trinitaria 1 [kV]	SI	27	0	13
		NPRO /TRIN_V1	TRIN_V1	Voltaje secuencia positiva Trinitaria 1 [kV]	SI	146	120	-
		NPRO /TRIN_V2	TRIN_V2	Voltaje secuencia negativa Trinitaria 1 [kV]	SI	2	-	-
		NPRO /TRIN_Ia	TRIN_Ia	Corriente fase A Trinitaria 1 [A]	SI	888	0	131
		NPRO /TRIN_Ib	TRIN_Ib	Corriente fase B Trinitaria 1 [A]	SI	888	0	131
		NPRO /TRIN_Ic	TRIN_Ic	Corriente fase C Trinitaria 1 [A]	SI	888	0	131
		NPRO /TRIN_In	TRIN_In	Corriente Neutro Trinitaria 1 [A]	SI	113	0	23
		NPRO /TRIN_I1	TRIN_I1	Corriente secuencia positiva Trinitaria 1 [A]	SI	888	0	-
		NPRO /TRIN_I2	TRIN_I2	Corriente secuencia negativa Trinitaria 1 [A]	NO	-	-	-
		NPRO /TRIN_Pa	TRIN_Pa	Potencia activa fase A Trinitaria 1 [MW]	SI	75	-75	23
		NPRO /TRIN_Pb	TRIN_Pb	Potencia activa fase B Trinitaria 1 [MW]	SI	75	-75	23
		NPRO /TRIN_Pc	TRIN_Pc	Potencia activa fase C Trinitaria 1 [MW]	SI	75	-75	23
		NPRO /TRIN_Pn	TRIN_Pn	Potencia activa Neutro Trinitaria 1 [MW]	NO	-	-	-
		NPRO /TRIN_Qa	TRIN_Qa	Potencia reactiva fase A Trinitaria 1 [Mvar]	SI	23	-23	7
		NPRO /TRIN_Qb	TRIN_Qb	Potencia reactiva fase B Trinitaria 1 [Mvar]	SI	23	-23	7
		NPRO /TRIN_Qc	TRIN_Qc	Potencia reactiva fase C Trinitaria 1 [Mvar]	SI	23	-23	7
		NPRO /TRIN_Qn	TRIN_Qn	Potencia reactiva Neutro Trinitaria 1 [Mvar]	NO	-	-	-
		NPRO /TRIN_fpa	TRIN_fpa	Factor de potencia fase A Trinitaria 1	SI	0,85	0,85	-
		NPRO /TRIN_fpb	TRIN_fpb	Factor de potencia fase B Trinitaria 1	SI	0,85	0,85	-
		NPRO /TRIN_fpc	TRIN_fpc	Factor de potencia fase C Trinitaria 1	SI	0,85	0,85	-
		NPRO /TRIN_fpn	TRIN_fpn	Factor de potencia Neutro Trinitaria 1	NO	-	-	-
NPRO /TRIN_FR	TRIN_FR	Frecuencia Trinitaria 1 [Hz]	SI	60,40	59,60	0,10		

Tabla 3.6.- Ajustes para la bahía Pascuales.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES									
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES									
S/E	NUEVA PROSPERINA	BAHIA	PASCUALES			FECHA	05/06/2011		
VOLT	230 kV		RTC	800 / 5 A					
SIMEAS R	SLOT # 2	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE			
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT	
230 kV / F008	PASCUALES	NPRO / PAS_Va	PAS_Va	Voltaje fase A Pascuales 1 [kV]		SI	146	120	27
		NPRO / PAS_Vb	PAS_Vb	Voltaje fase B Pascuales 1 [kV]		SI	146	120	27
		NPRO / PAS_Vc	PAS_Vc	Voltaje fase C Pascuales 1 [kV]		SI	146	120	27
		NPRO / PAS_Vn	PAS_Vn	Voltaje Neutro Pascuales 1 [kV]		SI	27	0	13
		NPRO / PAS_V1	PAS_V1	Voltaje secuencia positiva Pascuales 1 [kV]		SI	146	120	-
		NPRO / PAS_V2	PAS_V2	Voltaje secuencia negativa Pascuales 1 [kV]		SI	2	-	-
		NPRO / PAS_la	PAS_la	Corriente fase A Pascuales 1 [A]		SI	888	0	131
		NPRO / PAS_lb	PAS_lb	Corriente fase B Pascuales 1 [A]		SI	888	0	131
		NPRO / PAS_lc	PAS_lc	Corriente fase C Pascuales 1 [A]		SI	888	0	131
		NPRO / PAS_ln	PAS_ln	Corriente Neutro Pascuales 1 [A]		SI	113	0	23
		NPRO / PAS_l1	PAS_l1	Corriente secuencia positiva Pascuales 1 [A]		SI	888	0	-
		NPRO / PAS_l2	PAS_l2	Corriente secuencia negativa Pascuales 1 [A]		NO	-	-	-
		NPRO / PAS_Pa	PAS_Pa	Potencia activa fase A Pascuales 1 [MW]		SI	75	-75	23
		NPRO / PAS_Pb	PAS_Pb	Potencia activa fase B Pascuales 1 [MW]		SI	75	-75	23
		NPRO / PAS_Pc	PAS_Pc	Potencia activa fase C Pascuales 1 [MW]		SI	75	-75	23
		NPRO / PAS_Pn	PAS_Pn	Potencia activa Neutro Pascuales 1 [MW]		NO	-	-	-
		NPRO / PAS_Qa	PAS_Qa	Potencia reactiva fase A Pascuales 1 [Mvar]		SI	23	-23	7
		NPRO / PAS_Qb	PAS_Qb	Potencia reactiva fase B Pascuales 1 [Mvar]		SI	23	-23	7
		NPRO / PAS_Qc	PAS_Qc	Potencia reactiva fase C Pascuales 1 [Mvar]		SI	23	-23	7
		NPRO / PAS_Qn	PAS_Qn	Potencia reactiva Neutro Pascuales 1 [Mvar]		NO	-	-	-
		NPRO / PAS_fpa	PAS_fpa	Factor de potencia fase A Pascuales 1		SI	0,85	0,85	-
		NPRO / PAS_fpb	PAS_fpb	Factor de potencia fase B Pascuales 1		SI	0,85	0,85	-
		NPRO / PAS_fpc	PAS_fpc	Factor de potencia fase C Pascuales 1		SI	0,85	0,85	-
		NPRO / PAS_fpn	PAS_fpn	Factor de potencia Neutro Pascuales 1		NO	-	-	-
NPRO / PAS_FR	PAS_FR	Frecuencia Pascuales 1 [Hz]		SI	60,4	59,6	0,1		

Tabla 3.7.- Ajustes para la bahía Acoplador.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES									
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES									
S/E	NUEVA PROSPERINA		BAHIA	ACOPLADOR			FECHA	05/06/2011	
VOLT	230 kV		RTC	N / A					
SIMEAS R	SLOT # 4	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE			
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT	
230 kV / F008	ACOPL 230 kV	NPRO / ACOPL_VA	B1_VA	Voltaje fase A [kV]	SI	146	120	27	
		NPRO / ACOPL_VB	B1_VB	Voltaje fase B [kV]	SI	146	120	27	
		NPRO / ACOPL_VC	B1_VC	Voltaje fase C [kV]	SI	146	120	27	
		NPRO / ACOPL_VN	B1_VN	Voltaje Neutro [kV]	SI	27	0	13	
		NPRO / ACOPL_V1	B1_V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	SI	146	120	-	
		NPRO / ACOPL_V2	B1_V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	SI	2	-	-	
		NPRO / ACOPL_FR	B1_FR	Frecuencia Acoplador [Hz]	SI	60,4	59,6	0,1	
		NPRO / ACOPL_VA	B2_VA	Voltaje fase A [kV]	SI	146	120	27	
		NPRO / ACOPL_VB	B2_VB	Voltaje fase B [kV]	SI	146	120	27	
		NPRO / ACOPL_VC	B2_VC	Voltaje fase C [kV]	SI	146	120	27	
		NPRO / ACOPL_VN	B2_VN	Voltaje Neutro [kV]	SI	27	0	13	
		NPRO / ACOPL_V1	B2_V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	SI	146	120	-	
		NPRO / ACOPL_V2	B2_V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	SI	2	-	-	
		NPRO / ACOPL_FR	B2_FR	Frecuencia Acoplador [Hz]	SI	60,4	59,6	0,1	

Tabla 3.8.- Ajustes para la bahía TRK 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES									
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES									
S/E	NUEVA PROSPERINA		BAHIA	TRK			FECHA	05/06/2011	
VOLT	69 kV		RTC	800 / 5 A					
SIMEAS R	SLOT # 2	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE			
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT	
69 kV / F018	TRK 69 kV	NPRO / TRK / Ia	TRK / Ia	Corriente fase A [A]	SI	2259	0	328	
		NPRO / TRK / Ib	TRK / Ib	Corriente fase B [A]	SI	2259	0	328	
		NPRO / TRK / Ic	TRK / Ic	Corriente fase C [A]	SI	2259	0	328	
		NPRO / TRK / In	TRK / In	Corriente Neutro [A]	SI	452	0	136	
		NPRO / TRK / I1	TRK / I1	Corriente secuencia positiva [A]	SI	2259	0	-	
		NPRO / TRK / I2	TRK / I2	Corriente secuencia negativa [A]	NO	-	-	-	

Tabla 3.9.- Ajustes para la bahía C1.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	NUEVA PROSPERINA		BAHIA	C1		FECHA		05/06/2011
VOLT	69 kV		RTC	600 / 5 A				
SIMEAS R	SLOT # 1	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F008	BC1	NPRO / BC1_Va	BC1_Va	Voltaje fase A C1 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / BC1_Vb	BC1_Vb	Voltaje fase B C1 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / BC1_Vc	BC1_Vc	Voltaje fase C C1 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / BC1_Vn	BC1_Vn	Voltaje Neutro C1 [kV]	SI	8	0	4
		NPRO / BC1_V1	BC1_V1	Voltaje secuencia positiva C1 [kV]	SI	44	36	-
		NPRO / BC1_V2	BC1_V2	Voltaje secuencia negativa C1 [kV]	SI	1	-	-
		NPRO / BC1_Ia	BC1_Ia	Corriente fase A C1 [A]	SI	135	0	130
		NPRO / BC1_Ib	BC1_Ib	Corriente fase B C1 [A]	SI	135	0	130
		NPRO / BC1_Ic	BC1_Ic	Corriente fase C C1 [A]	SI	135	0	130
		NPRO / BC1_In	BC1_In	Corriente Neutro C1 [A]	SI	33	0	-
		NPRO / BC1_I1	BC1_I1	Corriente secuencia positiva C1 [A]	SI	135	0	-
		NPRO / BC1_I2	BC1_I2	Corriente secuencia negativa C1 [A]	NO	-	-	-
		NPRO / BC1_Qa	BC1_Qa	Potencia reactiva fase A C1 [Mvar]	SI	-4	0	1
		NPRO / BC1_Qb	BC1_Qb	Potencia reactiva fase B C1 [Mvar]	SI	-4	0	1
		NPRO / BC1_Qc	BC1_Qc	Potencia reactiva fase C C1 [Mvar]	SI	-4	0	1
		NPRO / BC1_Qn	BC1_Qn	Potencia reactiva Neutro C1 [Mvar]	NO	-	-	-
		NPRO / BC1_FR	BC1_FR	Frecuencia C1 [Hz]	SI	60,40	59,60	0,10

Tabla 3.10.- Ajustes para la bahía Transferencia.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	NUEVA PROSPERINA		BAHIA	TRANSFERENCIA		FECHA		05/06/2011
VOLT	69 kV		RTP	N / A				
SIMEAS R	SLOT # 3	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F018	TRANSFERENCIA	NPRO / TRANSF / Va	TRF /Va	Voltaje fase A_BP [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / TRANSF / Vb	TRF /Vb	Voltaje fase B_BP [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / TRANSF / Vc	TRF /Vc	Voltaje fase C_BP [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / TRANSF / Vn	TRF /Vn	Voltaje Neutro_BP [kV]	SI	8	0	4
		NPRO / TRANSF / V1	TRF /V1	Voltaje secuencia positiva_BP [kV]	SI	44	36	-
		NPRO / TRANSF / V2	TRF /V2	Voltaje secuencia negativa_BP [kV]	SI	1	0	-
		NPRO / TRANSF / F	TRANSF / F	Frecuencia Transferencia 1 [Hz]	SI	60,4	59,6	0,1

Tabla 3.11.- Ajustes para la bahía CATEG 1.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	NUEVA PROSPERINA	BAHIA	CATEG 1			FECHA	05/06/2011	
VOLT	69 KV	RTC	600 / 5 A					
SIMEAS R	SLOT #3	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 KV / F008	CATEG 1	NPRO / CTG_1 / Va	CTG_1 / Va	Voltaje fase A CATEG 1 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_1 / Vb	CTG_1 / Vb	Voltaje fase B CATEG 1 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_1 / Vc	CTG_1 / Vc	Voltaje fase C CATEG 1 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_1 / Vn	CTG_1 / Vn	Voltaje Neutro CATEG 1 [kV]	SI	8	0	4
		NPRO / CTG_1 / V1	CTG_1 / V1	Voltaje secuencia positiva CATEG 1 [kV]	SI	44	36	-
		NPRO / CTG_1 / V2	CTG_1 / V2	Voltaje secuencia negativa CATEG 1 [kV]	SI	1	-	-
		NPRO / CTG_1 / Ia	CTG_1 / Ia	Corriente fase A CATEG 1 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_1 / Ib	CTG_1 / Ib	Corriente fase B CATEG 1 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_1 / Ic	CTG_1 / Ic	Corriente fase C CATEG 1 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_1 / In	CTG_1 / In	Corriente Neutro CATEG 1 [A]	SI	126	0	25
		NPRO / CTG_1 / I1	CTG_1 / I1	Corriente secuencia positiva CATEG 1 [A]	SI	524	0	-
		NPRO / CTG_1 / I2	CTG_1 / I2	Corriente secuencia negativa CATEG 1 [A]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_1 / Pa	CTG_1 / Pa	Potencia activa fase A CATEG 1 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_1 / Pb	CTG_1 / Pb	Potencia activa fase B CATEG 1 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_1 / Pc	CTG_1 / Pc	Potencia activa fase C CATEG 1 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_1 / Pn	CTG_1 / Pn	Potencia activa Neutro CATEG 1 [MW]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_1 / Qa	CTG_1 / Qa	Potencia reactiva fase A CATEG 1 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_1 / Qb	CTG_1 / Qb	Potencia reactiva fase B CATEG 1 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_1 / Qc	CTG_1 / Qc	Potencia reactiva fase C CATEG 1 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_1 / Qn	CTG_1 / Qn	Potencia reactiva Neutro CATEG 1 [Mvar]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_1 / fpa	CTG_1 / fpa	Factor de potencia fase A CATEG 1	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_1 / fpb	CTG_1 / fpb	Factor de potencia fase B CATEG 1	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_1 / fpc	CTG_1 / fpc	Factor de potencia fase C CATEG 1	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_1 / fpn	CTG_1 / fpn	Factor de potencia Neutro CATEG 1	NO	-	-	-
NPRO / CTG_1 / F	CTG_1 / FR	Frecuencia CATEG 1 [Hz]	SI	60,4	59,6	0,1		

Tabla 3.12.- Ajustes para la bahía CATEG 2.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	NUEVA PROSPERINA	BAHIA	CATEG 2			FECHA	05/06/2011	
VOLT	69 KV	RTC	600 / 5 A					
SIMEAS R	SLOT #4	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F008	CATEG 2	NPRO / CTG_2 / Va	CTG_1 / Va	Voltaje fase A CATEG 2 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_2 / Vb	CTG_1 / Vb	Voltaje fase B CATEG 2 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_2 / Vc	CTG_1 / Vc	Voltaje fase C CATEG 2 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_2 / Vn	CTG_1 / Vn	Voltaje Neutro CATEG 2 [kV]	SI	8	0	4
		NPRO / CTG_2 / V1	CTG_1 / V1	Voltaje secuencia positiva CATEG 2 [kV]	SI	44	36	-
		NPRO / CTG_2 / V2	CTG_1 / V2	Voltaje secuencia negativa CATEG 2 [kV]	SI	1	-	-
		NPRO / CTG_2 / Ia	CTG_1 / Ia	Corriente fase A CATEG 2 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_2 / Ib	CTG_1 / Ib	Corriente fase B CATEG 2 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_2 / Ic	CTG_1 / Ic	Corriente fase C CATEG 2 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_2 / In	CTG_1 / In	Corriente Neutro CATEG 2 [A]	SI	126	0	25
		NPRO / CTG_2 / I1	CTG_1 / I1	Corriente secuencia positiva CATEG 2 [A]	SI	524	0	-
		NPRO / CTG_2 / I2	CTG_1 / I2	Corriente secuencia negativa CATEG 2 [A]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_2 / Pa	CTG_1 / Pa	Potencia activa fase A CATEG 2 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_2 / Pb	CTG_1 / Pb	Potencia activa fase B CATEG 2 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_2 / Pc	CTG_1 / Pc	Potencia activa fase C CATEG 2 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_2 / Pn	CTG_1 / Pn	Potencia activa Neutro CATEG 2 [MW]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_2 / Qa	CTG_1 / Qa	Potencia reactiva fase A CATEG 2 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_2 / Qb	CTG_1 / Qb	Potencia reactiva fase B CATEG 2 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_2 / Qc	CTG_1 / Qc	Potencia reactiva fase C CATEG 2 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_2 / Qn	CTG_1 / Qn	Potencia reactiva Neutro CATEG 2 [Mvar]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_2 / fpa	CTG_1 / fpa	Factor de potencia fase A CATEG 2	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_2 / fpb	CTG_1 / fpb	Factor de potencia fase B CATEG 2	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_2 / fpc	CTG_1 / fpc	Factor de potencia fase C CATEG 2	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_2 / fpn	CTG_1 / fpn	Factor de potencia Neutro CATEG 2	NO	-	-	-
NPRO / CTG_2 / F	CTG_2 / FR	Frecuencia CATEG 2 [Hz]	SI	60,4	59,6	0,1		

Tabla 3.13.- Ajustes para la bahía CATEG 3.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES								
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES								
S/E	NUEVA PROSPERINA	BAHIA	CATEG 3			FECHA	05/06/2011	
VOLT	69 KV	RTC	600 / 5 A					
SIMEAS R	SLOT #1	DESCRIPCION			TRIGGER ACTIVO	AJUSTE		
		DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL		MAX	MIN	DM/DT
69 kV / F018	CATEG 3	NPRO / CTG_3 / Va	CTG_3/ Va	Voltaje fase A CATEG 3 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_3 / Vb	CTG_3/ Vb	Voltaje fase B CATEG 3 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_3 / Vc	CTG_3/ Vc	Voltaje fase C CATEG 3 [kV]	SI	44	36	8
		NPRO / CTG_3 / Vn	CTG_3/ Vn	Voltaje Neutro CATEG 3 [kV]	SI	8	0	4
		NPRO / CTG_3 / V1	CTG_3/ V1	Voltaje secuencia positiva CATEG 3 [kV]	SI	44	36	-
		NPRO / CTG_3 / V2	CTG_3/ V2	Voltaje secuencia negativa CATEG 3 [kV]	SI	1	-	-
		NPRO / CTG_3 / Ia	CTG_3/ Ia	Corriente fase A CATEG 3 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_3 / Ib	CTG_3/ Ib	Corriente fase B CATEG 3 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_3 / Ic	CTG_3/ Ic	Corriente fase C CATEG 3 [A]	SI	524	0	209
		NPRO / CTG_3 / In	CTG_3/ In	Corriente Neutro CATEG 3 [A]	SI	126	0	25
		NPRO / CTG_3 / I1	CTG_3/ I1	Corriente secuencia positiva CATEG 3 [A]	SI	524	0	-
		NPRO / CTG_3 / I2	CTG_3/ I2	Corriente secuencia negativa CATEG 3 [A]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_3 / Pa	CTG_3/ Pa	Potencia activa fase A CATEG 3 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_3 / Pb	CTG_3/ Pb	Potencia activa fase B CATEG 3 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_3 / Pc	CTG_3/ Pc	Potencia activa fase C CATEG 3 [MW]	SI	26	0	8
		NPRO / CTG_3 / Pn	CTG_3/ Pn	Potencia activa Neutro CATEG 3 [MW]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_3 / Qa	CTG_3/ Qa	Potencia reactiva fase A CATEG 3 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_3 / Qb	CTG_3/ Qb	Potencia reactiva fase B CATEG 3 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_3 / Qc	CTG_3/ Qc	Potencia reactiva fase C CATEG 3 [Mvar]	SI	8	0	3
		NPRO / CTG_3 / Qn	CTG_3/ Qn	Potencia reactiva Neutro CATEG 3 [Mvar]	NO	-	-	-
		NPRO / CTG_3 / fpa	CTG_3/ fpa	Factor de potencia fase A CATEG 3	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_3 / fpb	CTG_3/ fpb	Factor de potencia fase B CATEG 3	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_3 / fpc	CTG_3/ fpc	Factor de potencia fase C CATEG 3	SI	0,85	0,85	-
		NPRO / CTG_3 / fpn	CTG_3/ fpn	Factor de potencia Neutro CATEG 3	NO	-	-	-
NPRO / CTG_3 / F	CTG_3/ FR	Frecuencia CATEG 3 [Hz]	SI	60,4	59,6	0,1		

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE LAS REDES DE COMUNICACIONES LAN Y SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO PARA REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES RAP'S

En este capítulo se presenta un análisis de la red de comunicaciones LAN para los registradores automáticos de perturbaciones implementadas en las subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina, así como también se incluye el análisis de la red actual de sincronización de tiempo para los equipos RAP's.

4.1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE NETWORKING [13]

RED DE ÁREA LOCAL LAN

Las LAN permiten a las empresas aplicar tecnología informática para compartir localmente archivos e impresoras de manera eficiente, y posibilitar las comunicaciones internas.

RED ETHERNET

Ethernet conocida como IEEE 802.3, emplea una topología lógica de bus y una topología física de estrella o de bus. Permite una velocidad de 10 Mbps y usa como método de acceso la técnica CSMA/CD (Detección de Portadora con Acceso Múltiple y Detección de Colisiones).

TCP/IP

El Protocolo de control de transporte / protocolo Internet (TCP/IP) es un conjunto de protocolos o reglas desarrollados para permitir que los computadores que cooperan entre sí puedan compartir recursos a través de una red.

SWITCH

Se utiliza para conectar segmentos de red, puede tener varios puertos, según la cantidad de segmentos de red que sea necesario conectar.

CABLE DE FIBRA ÓPTICA

El cable de fibra óptica se usa para transmitir señales de datos mediante una tecnología que aumenta y disminuye la intensidad de la luz para representar unos y ceros binarios. La intensidad de una señal luminosa no disminuye tanto como la intensidad de una señal eléctrica sobre un tramo de igual longitud.

Las señales ópticas no se ven afectadas por el ruido eléctrico. Se suele usar fibra óptica entre edificios y entre pisos de un mismo edificio. A medida que disminuyen los costos y aumenta la demanda de velocidad, es posible que la fibra óptica se use cada vez más en los medios LAN.

CABLE COAXIAL

Es un cable utilizado para transportar señales eléctricas de alta frecuencia. El cable coaxial consiste de un conductor de cobre rodeado de una capa de aislante flexible. El conductor central también puede ser hecho de un cable de aluminio cubierto de estaño que permite que el cable sea fabricado de forma económica. Sobre este material aislante existe una malla de cobre tejida u hoja metálica que actúa como el segundo hilo del circuito y como un blindaje para el conductor interno. Esta segunda capa, o blindaje, también reduce la cantidad de interferencia electromagnética externa. Cubriendo la pantalla está la chaqueta del cable.

GATEWAY

Equipo que sirve de intermediario entre los diferentes protocolos de comunicaciones para facilitar la interconexión de equipos distintos entre sí. Los gateways también pueden interconectar redes entre sí.

FIREWALL

Un firewall es una estructura arquitectónica que existe entre el usuario y el mundo exterior para proteger la red interna de los intrusos. En la mayoría de los casos, los intrusos provienen de la Internet mundial y de las miles de redes remotas que interconecta. Normalmente, un firewall de red se compone de varias máquinas diferentes que funcionan al mismo tiempo para impedir el acceso no deseado e ilegal.

4.2. DESCRIPCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIONES [14]

Interfaz Ethernet

Esta interfaz integrada se utiliza para conectar el registrador de fallas a una red LAN (red de área local) IEEE 802.3 (Ethernet de 10 Mbps) con el protocolo TCP / IP.

Estructura

La red utilizada para conectarse al PC de evaluación o DAKON (computador personal para recolección de datos) tiene una topología en estrella, es posible utilizar uno o más nodos de conexión (switch). Para mejorar la confiabilidad de los canales de comunicación, se utiliza cables de fibra óptica en la red.

4.3. RED DE COMUNICACIONES LAN PARA RAP's DE LA S/E CARAGUAY

La red de comunicaciones para los equipos RAP's que se implementa en la subestación Caraguay tiene una topología en estrella, esta red a su vez está conectada con la red de protecciones, este esquema es representado en la *Figura 4.1*.

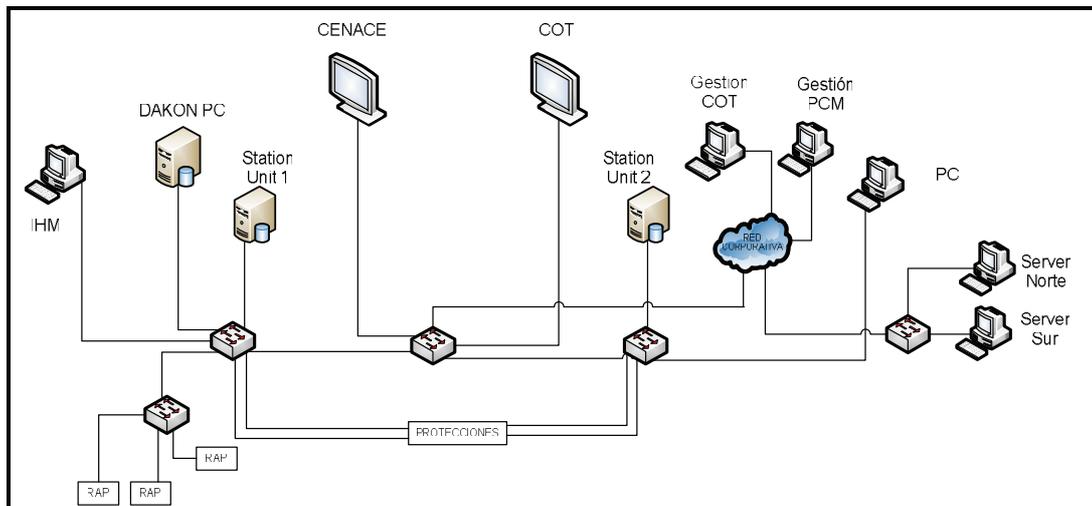


FIGURA 4.1.- Red de comunicaciones de la subestación Caraguay.

La topología en estrella para la red de comunicaciones de los registradores automáticos de perturbaciones en la subestación Caraguay, es tolerante ya que si un equipo RAP se desconecta o se rompe el cable, solo se pierde la comunicación con el equipo afectado, en el resto de los equipos se mantiene la comunicación normalmente.

4.3.1. ANÁLISIS DE DIFERENTES CONFIGURACIONES PARA LA RED DE COMUNICACIONES DE RAP's DE LA S/E CARAGUAY

Una configuración de la red de comunicaciones de los equipos registradores de fallas de la subestación Caraguay, es aquella en la que se independiza la red de los registradores con la red de las protecciones.

La red de comunicaciones de los equipos registradores de perturbaciones de la subestación Caraguay, implementada con los cambios propuestos es la representada en la *Figura 4.2*.

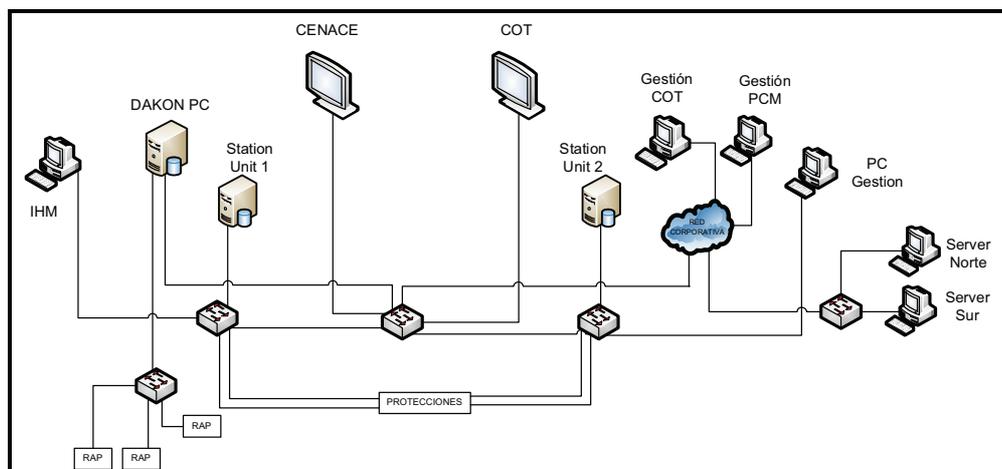


FIGURA 4.2.- Red de comunicaciones para los RAP's independiente de la red de protecciones, S/E Caraguay.

Tabla 4.1.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (1), S/E Caraguay.

S/E	ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
CARAGUAY	1	Tarjeta de Interfaz de red (NIC)	2
	2	Switch Ethernet 10/100	1
	3	Conversor Ethernet – Fibra Óptica	1
	4	Patch Cord fibra óptica	3
	5	Patch Pannel fibra óptica	3
	6	Material misceláneo para instalación	

Para aumentar la confiabilidad de la red de comunicaciones de los equipos registradores de perturbaciones, se necesita que exista redundancia en la conexión de cada uno de los equipos RAP's, para ello se implementa una red doble estrella independiente de la red de protecciones, este esquema es representado en la *Figura 4.3*.

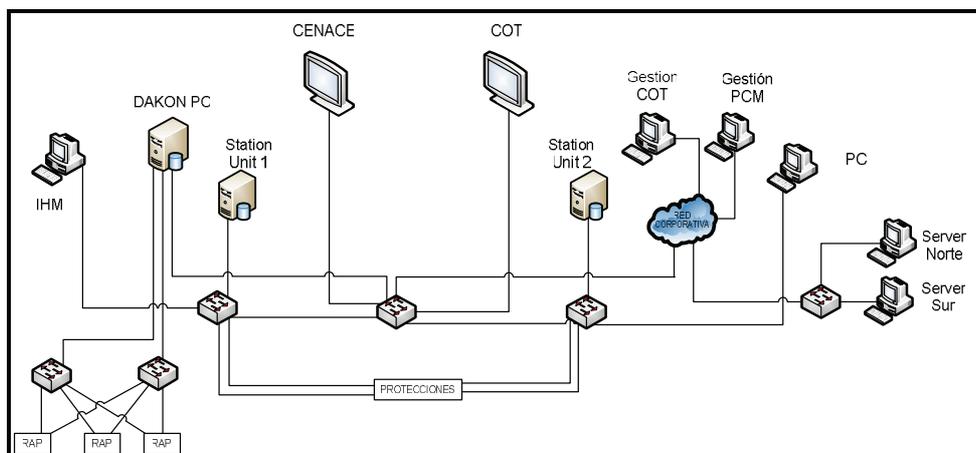


FIGURA 4.3.- Red de comunicaciones para los RAP's en doble estrella independiente de la red de protecciones, S/E Caraguay.

Tabla 4.2.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (2), S/E Caraguay.

S/E	ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
CARAGUAY	1	Tarjeta de Interfaz de red (NIC)	3
	2	Switch Ethernet Smart 10/100	2
	3	Conversor Ethernet – Fibra Óptica	2
	4	Patch Cord fibra óptica	3
	5	Patch Pannel fibra óptica	3
	6	Material misceláneo para instalación	

4.4. RED DE COMUNICACIÓN LAN PARA RAP's DE LA S/E NUEVA PROSPERINA

La red de comunicaciones para los equipos RAP's que se implementa en la subestación Nueva Prosperina tiene una topología en estrella, está a su vez está conectada al anillo de la red de protecciones, este esquema es representado en la *Figura 4.4.*

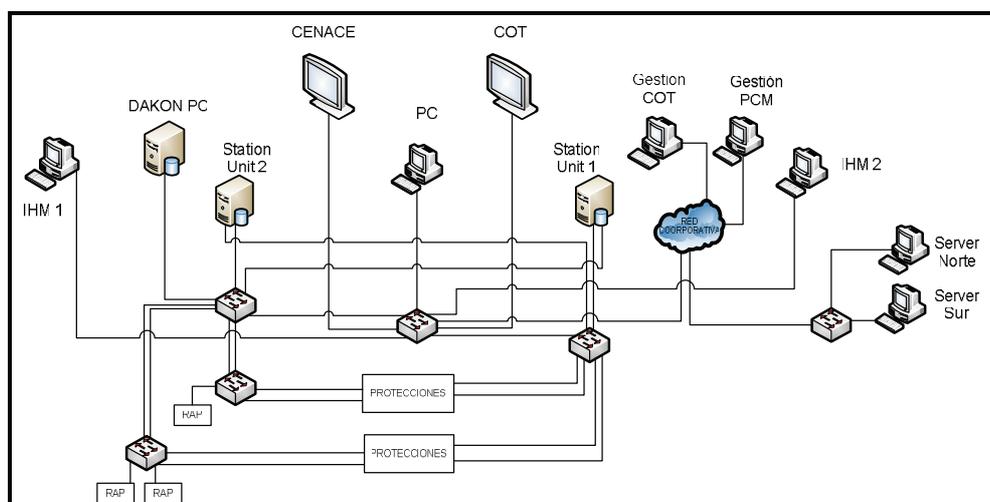


FIGURA 4.4.- Red de comunicaciones de la subestación Nueva Prosperina.

La topología en estrella para las comunicaciones de los RAP's que a su vez está conectada al anillo de la red de protecciones, es tolerante, ya que si un equipo RAP se desconecta o se rompe el cable, solo se pierde la comunicación con el equipo afectado, en el resto de los equipos se mantiene la comunicación normalmente.

Por otro lado esta topología en estrella de los RAP's al estar conectada al anillo de la red de protecciones por un único switch, existe la posibilidad de que este se caiga, lo que ocasionaría la pérdida de las comunicaciones con los RAP's conectados a este switch, esto no sucedería con las protecciones ya que su red es en anillo.

4.4.1. ANÁLISIS DE DIFERENTES CONFIGURACIONES PARA LA RED DE COMUNICACIONES DE RAP's DE LA S/E NUEVA PROSPERINA

Una alternativa propuesta es independizar de la red de comunicaciones de los RAP's de la red de protecciones, esto se conseguirá con la implementación de la topología en estrella extendida para las comunicaciones de los equipos RAP's, ya que con esta topología se cubre la distancia entre los equipos *Figura 4.5.*

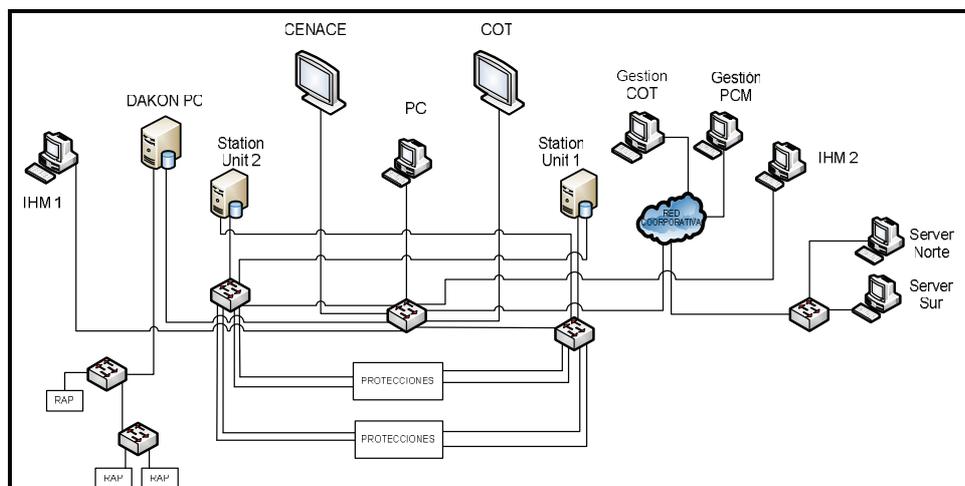


FIGURA 4.5.- Topología en estrella extendida de la red de comunicaciones de RAP's independiente de la red de protecciones.

Tabla 4.3.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (1), S/E Nueva Prosperina.

S/E	ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
NUEVA PROSPERINA	1	Tarjeta de Interfaz de red (NIC)	2
	2	Switch Ethernet 10/100	2
	3	Convertor Ethernet – Fibra Óptica	1
	4	Patch Cord fibra óptica	3
	5	Patch Pannel fibra óptica	3
	6	Material misceláneo para instalación	

Para aumentar la confiabilidad de la red de comunicaciones de los RAP's, se necesita tener redundancia en la conexión de estos equipos, esto se consigue con la implementación de una topología en doble estrella para la conexión de los RAP's.

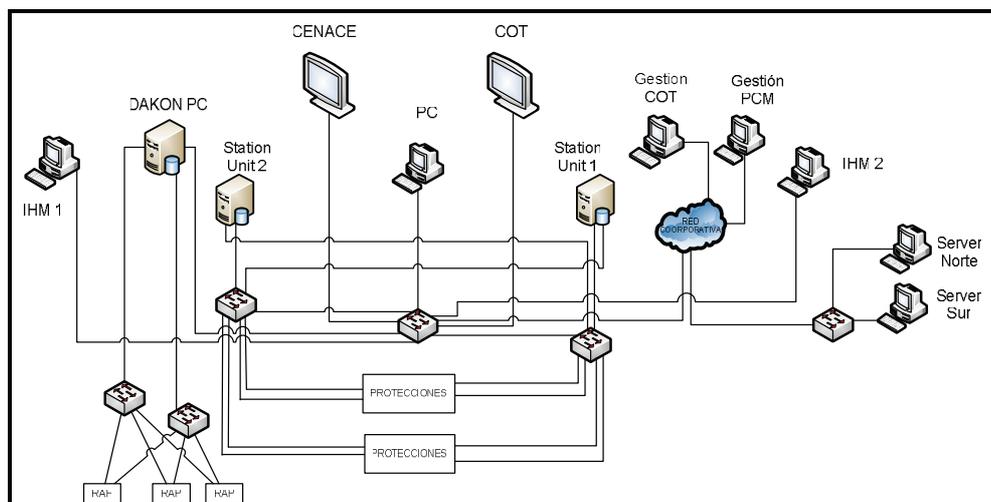


FIGURA 4.6.- Topología en doble estrella de la red de comunicaciones de RAP's independiente de la red de protecciones.

Tabla 4.4.- Equipos periféricos para la configuración de la red de comunicaciones LAN de los RAP's (2), S/E Nueva Prosperina.

S/E	ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
NUEVA PROSPERINA	1	Tarjeta de Interfaz de red (NIC)	3
	2	Switch Ethernet Smart 10/100	2
	3	Conversor Ethernet – Fibra Óptica	2
	4	Patch Cord fibra óptica	3
	5	Patch Pannel fibra óptica	3
	6	Material misceláneo para instalación	

4.5. ANÁLISIS DE LA RED DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO

Cuando se presenta una falla, por ejemplo en una línea de transmisión, es importante que en ambos extremos de la línea se presente la misma hora en el reloj interno de los equipos registradores de fallas. Cada vez que se presenta un evento,

este es almacenado junto a la hora en que se presentó. En la *Figura 4.7* se muestra un ejemplo del listado de eventos registrados debido a una falla en la L/T.

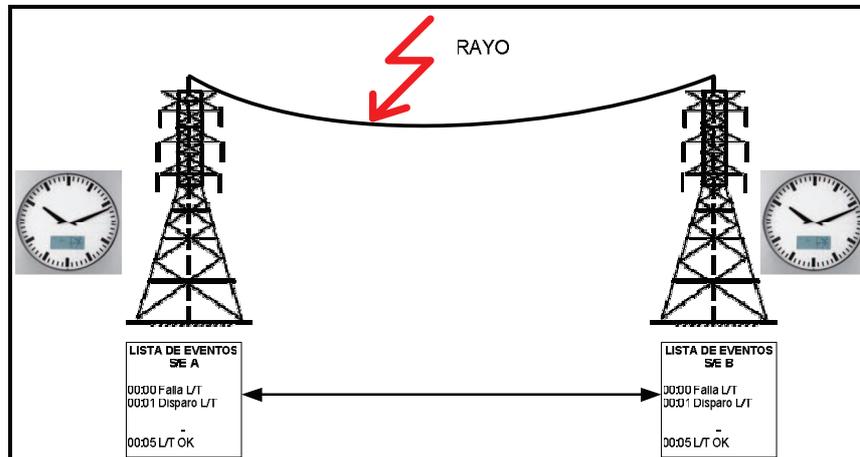


FIGURA 4.7.- Eventos registrados debido a una falla en la L/T.

Una correcta sincronización de todos los dispositivos de protección y control es una importante función para asegurar que los eventos que acontecen en una subestación sean adecuadamente registrados, para poder realizar a posteriori un análisis de fallas.

Los sistemas electrónicos modernos, tales como los sistemas de comunicación, de tratamiento de datos, de navegación y los sistemas de telemetría requieren la hora y fecha para la correlación de los datos con el tiempo.

4.5.1. DISPOSITIVOS EMPLEADOS EN LA SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO DE LAS SUBESTACIONES CARAGUAY Y NUEVA PROSPERINA [14]

ANTENA

Este dispositivo se utiliza para la recepción de la información del tiempo desde satélites GPS los cuales emiten la hora UTC (Universal Time Coordinated).

GPS

Este dispositivo demodulariza la señal GPS y transmite una señal de salida de 24 VDC en formato IRIG-B.

SYNC BOX

Sync Box, está conectado a un GPS mediante una señal IRIG-B. Sync-Box, envía un telegrama de pulso para sincronización de tiempo con el sistema de SIMEAS R.

SYNC MULTIPLEXER

El Sync-FO-Multiplexer convierte una señal digital en señales de fibra óptica. El nivel de entrada eléctrica es de 24 V. La señal de entrada se distribuye a los 8 canales de salida de FO en paralelo.

SYNC TRANSCEIVER

Se utiliza para la conversión de señales ópticas de tiempo a 24 VDC para la interfaz de sincronización de tiempo.

4.5.2. TIEMPO DE SINCRONIZACIÓN DE LOS EQUIPOS RAP's [14]

La red de sincronización de tiempo implementada en las subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina de CELEC EP – TRANSELECTRIC, utiliza la referencia de tiempo emitida por satélites GPS, estos emiten la hora UTC (Universal Time Coordinated), la señal del satélite llega a una antena instalada en la subestación, esta señal es transmitida a través de cable coaxial hasta un receptor GPS, el cuál convierte la señal en un telegrama de tiempo modulado de 24 VDC en formato IRIG-B y se transmite a través de cable coaxial a un Sync Box, este envía un telegrama de pulso de 24 VDC a través de fibra óptica hacia el Sync Multiplexer, el cual convierte una señal digital en varias señales las cuales son transmitidas a través de fibra óptica a los Sync Transceiver que se los utiliza para la conversión de señales ópticas de tiempo a 24 VDC para la de sincronización de tiempo.

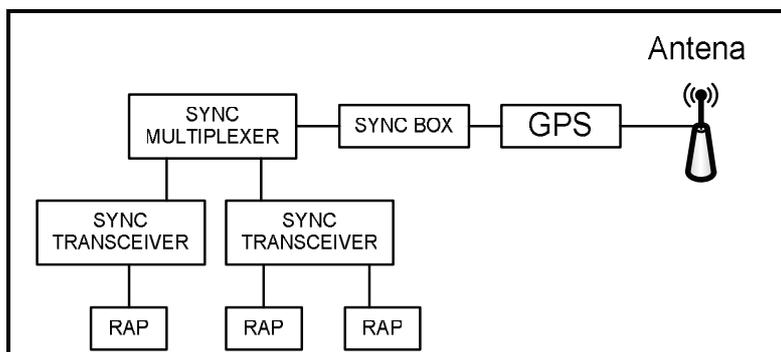


FIGURA 4.8.- Esquema de la red de sincronización de tiempo.

Tabla 4.5.- Equipos periféricos para la configuración de la red actual de sincronización de tiempo de los RAP's.

S/E	ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
NUEVA PROSPERINA - CARAGUAY	1	Antena	1
	2	Receptor GPS	1
	3	Synchronization box	1
	4	Multiplexor para sincronización de tiempo	1
	5	Transceiver Conversor para sincronización de tiempo	1
	8	Material misceláneo para instalación	

4.5.2.1. Descripción del estándar IRIG [15]

El estándar IRIG es un código estandarizado de tiempo desarrollado para uso militar. Es publicado por la organización Inter Range Instrumentation Group, esto bajo la autoridad del departamento de defensa de los Estados Unidos de América.

En la *Figura 4.9* se muestra las variantes posibles para el protocolo IRIG, mediante cuatro índices se establecen las diferentes características.

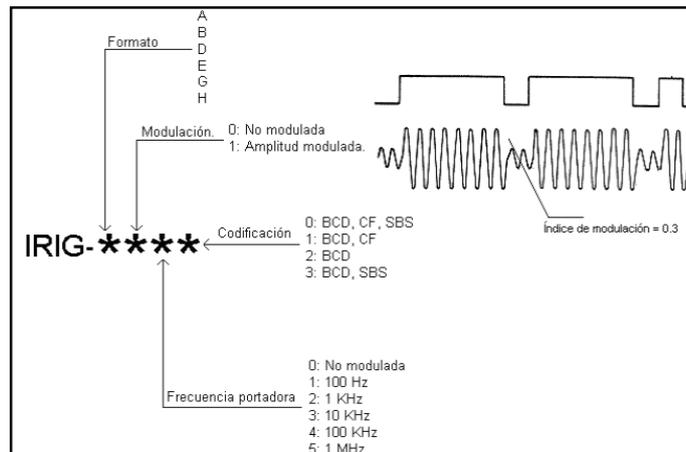


FIGURA 4.9.- Variantes del código IRIG.

El primer índice establece mediante una letra el formato de la trama, el segundo índice establece si se utiliza modulación, el tercero la frecuencia de la portadora y el cuarto índice denominado codificación establece la información que se transmite en la trama, BCD comunica la presencia de la información horaria en la trama (siempre presente), CF se refiere a las banderas de control y SBS al número de segundo del día. En caso de no transmitir CF y/o SBS el campo correspondiente debe ser completado con ceros.

4.5.2.1.1. Descripción del estándar IRIG-B [15]

La versión IRIG-B, codifica el día del año, hora, minutos y segundos sobre una frecuencia portadora de 1 kHz, con un índice de la actualización de una vez por segundo.

El código de pulsos IRIG-B es una trama en la cual se distinguen tres elementos diferentes *Figura 4.10*. Es una codificación basada en pulsos de 10 ms de duración, variando el ancho del pulso se logra distinguir entre los distintos elementos. Mediante "0" y "1" se representa la información en formato binario y las pausas "P" se utilizan para marcar el inicio y el final de la trama. Se introduce una pausa cada 10 bits enviados para formar grupos de elementos esto es con el fin de mejorar la legibilidad de la trama.

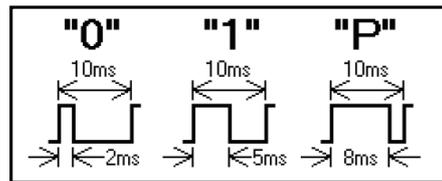


FIGURA 4.10.- Elementos de la trama IRIG-B.

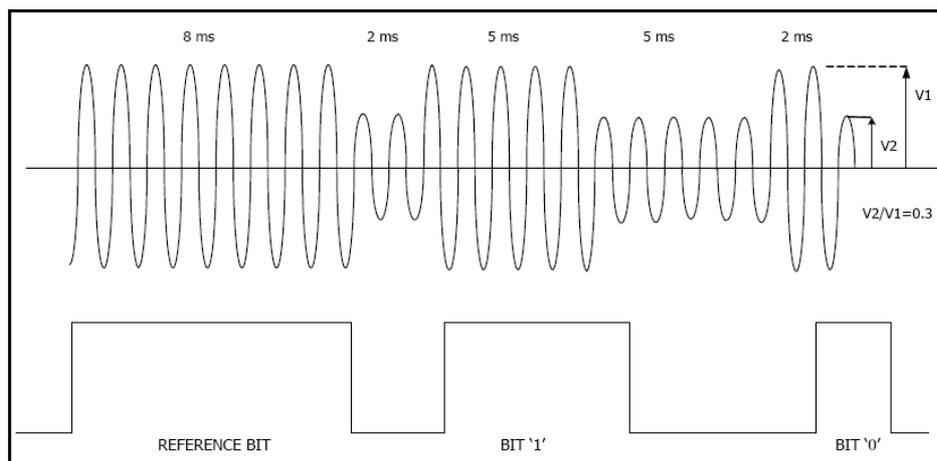


FIGURA 4.11.- Descripción general del formato IRIG-B.

4.5.3. PRECISIÓN DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO UTILIZANDO EL ESTÁNDAR IEEE 1588 [16]

La norma IEEE 1588 v2 ha sido ratificada por la IEEE en marzo de 2008 y ha sido diseñada para superar las deficiencias de las soluciones anteriores, como la precisión, escalabilidad y costo.

La IEEE 1588 v2 es importante para las empresas del sector eléctrico, ya que cumple con las necesidades de precisión de tiempo para aplicaciones presentes y futuras, al mismo tiempo que reduce el costo de instalar y mantener una red independiente de sincronización. Con la 1588 los requerimientos de infraestructura del cableado se reducen permitiendo que la información de sincronización de tiempo sea a través del mismo medio Ethernet de las comunicaciones de datos. Esta convergencia de redes de sincronización y de comunicación de datos puede llevarse a cabo hasta el borde de la red y ser convertido a IRIG-B para la sincronización de

los dispositivos existentes que no son compatibles con la 1588, lo que les permite a estos dispositivos mantenerse en servicio, mientras se moderniza la infraestructura de sincronización y red de datos.

4.5.3.1. ANÁLISIS DE MÉTODOS MODERNOS DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO

TRANSPARENT CLOCK

Dispositivo que modifica los mensajes PTP (Precise Time Protocol) a su paso por el dispositivo y proporciona esta información a los relojes receptores.

TIMESTAMP

Es una secuencia de caracteres, que denotan la hora y fecha (o alguna de ellas) en la cual ocurrió determinado evento.

LATENCIA

En redes informáticas de datos se denomina latencia a la suma de retardos temporales dentro de una red. Un retardo es producido por la demora en la propagación y transmisión de paquetes dentro de la red.

JITTER

Se denomina Jitter a la variabilidad temporal durante el envío de señales digitales, una ligera desviación de la exactitud de la señal de reloj. El jitter es la primera consecuencia de un retraso de la señal.

La sincronización de tiempo de los dispositivos registradores de fallas en las subestaciones Caraguay y Nueva Prosperina es realizada a través de cables utilizados para la distribución de señales según el protocolo IRIG-B.

Con la proliferación de modernos IEDs (Intelligent Electronic Devices) compatibles con comunicaciones Ethernet, nuevos métodos de sincronización de tiempo basados

en protocolos de red están disponibles. Estos métodos son los protocolos NTP/SNTP y el último el estándar IEEE 1588.

NTP (Network Time Protocol) o SNTP (Simple Network Time Protocol) tienen la ventaja de poder sincronizar los equipos a través de una red de área local, pero no tienen la precisión requerida para aplicaciones más exigentes de una subestación como la IEC 61850-9-2 (automatización de subestaciones) o IEEE C37.118-2005 (sincronizar sistemas de medición fasorial).

Las implementaciones más comunes de SNTP en condiciones normales de la red proporcionan la precisión de 2 – 3 milisegundos, incluso una red óptima SNTP puede lograr una precisión sólo en el rango de milisegundos, que está muy por debajo de lo que se requiere para las aplicaciones de sincronización. Existen algunas implementaciones en IEDs que están cerca de un milisegundo, sin embargo, si el requerimiento es estrictamente un milisegundo entonces NTP o SNTP no deben utilizarse.

Las implementaciones típicas del protocolo de tiempo IRIG-B unmodulated en IEDs ofrecen una precisión en el rango de 100 microsegundos, que es lo suficientemente preciso para ser utilizado por alguna de las aplicaciones de tiempo como la secuencia de grabación de eventos y captura de la forma de onda de falla, pero no lo suficiente para IEC 61850 (automatización de subestaciones) o aplicaciones de sincrofasores que requieran una precisión de un sub-microsegundo. Además las instalaciones IRIG-B requieren implantar cable coaxial o cable de par trenzado para transportar las señales de tiempo y una salida puede conducir un número limitado de dispositivos, dependiendo de la longitud del cable y la carga del dispositivo. Estas restricciones limitan la escalabilidad y aumentan los costos de implementación y de mantenimiento para IRIG-B.

La IEEE 1588 v1 es otra red basada en el protocolo de sincronización de tiempo que puede proporcionar la precisión de sub-microsegundo requerida para ciertas aplicaciones, pero se encontró que este diseño no es muy escalable.

Con la IEEE 1588 v2 se resuelve los siguientes problemas:

- Utiliza una red Ethernet para propagar las señales de tiempo, eliminando los requerimientos adicionales de cableado de IRIG-B.
- Utiliza mecanismos que aumentan la precisión considerando la propagación de retardos de tiempo de conmutación y peer-to-peer que se producen cuando las señales de tiempo atraviesan la red.
- Utiliza "transparent clocks" en switches Ethernet que eliminan la necesidad de medida de retardo end-to-end, lo que reduce la congestión del tráfico.

Las características más importantes introducidas en el estándar IEEE 1588 v2 que corrigen los problemas que se tienen con los protocolos antes mencionados son: la medida de retardo en la trayectoria peer-to-peer y el modo Transparent Clock.

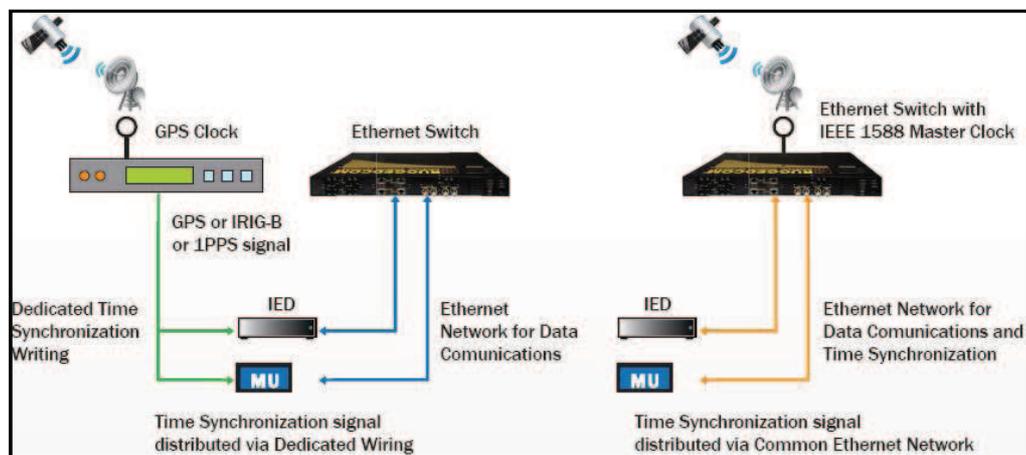


FIGURA 4.12.- Comparación de sincronización de tiempo a través del cableado y sincronización de tiempo a través de Ethernet.

Tabla 4.6.- Comparación de precisión de diferentes métodos de sincronización de tiempo disponibles en la actualidad para subestaciones.

MÉTODO	PRECISIÓN CARACTERÍSTICA
IRIG-B (AM)	1 ms
IRIG-B (DC-shifted)	100 us
1PPS	1 us
GPS	1 us
NTP	1-10 ms
IEEE 1588 v1	1 us
IEEE 1588 v2	1 us

La precisión mostrada en la Tabla 4.6 no es la precisión teórica lograda con cada método, es la precisión característica que toma en cuenta la implementación del protocolo en los IEDs.

Con la comparación de los diferentes métodos, se observa que IEEE 1588 v2 tiene la precisión requerida para aplicaciones más exigentes como la escalabilidad a sincrofasores y su bajo costo en comparación con los demás estándares.

IEEE 1588 v2 MEDICIÓN DE RETARDO DEL TRAYECTO PEER-TO-PEER

En este mecanismo de medición del retardo, introducido en la versión 2, el tiempo de retardo de propagación se mide sólo entre el switch y sus nodos aguas arriba. Este es un método alternativo para medir el retardo total del trayecto end-to-end desde el reloj del esclavo al reloj maestro para eliminar los dos problemas siguientes que pueden ocurrir.

El primero en una red grande el método end-to-end atravesará muchos switches, cada uno con diferentes e impredecibles tiempos de retraso que conducen a la imprecisión de tiempo y al jitter, esto agravada por la posibilidad de rutas asimétricas de datos.

El segundo, todos los mensajes de retardo en el trayecto end-to-end deben ser respondidos por el reloj maestro que en una red grande puede causar tráfico y embotellamiento del procesamiento en el maestro. En el mecanismo de retardo peer-to-peer, la simetría en el trayecto está garantizada y no habrá nunca el procesamiento o tráfico de sobrecarga debido a la relación uno a uno.

IEEE 1588 v2 MODO TRANSPARENT CLOCK

En el modo transparent clock, en el switch timestamps el paquete de tiempo entra a este switch, el cual mide el tiempo de permanencia dentro del switch y corrige el paquete de tiempo cuando este abandona el switch o continúa con un mensaje de corrección en el mismo. Con el modo transparent clock la acumulación de errores de latencia o jitter se elimina.

SINCRONIZACIÓN IEEE 1588 v2 CON IRIG-B

En muchos casos puede ser conveniente pasar a IEEE 1588 v2 en etapas para examinar el desempeño y beneficios del nuevo protocolo, al mismo tiempo analizar la utilización de la protección y el control existentes de IEDs que utilizan IRIG-B.

Hoy en día existen dispositivos que permiten un mecanismo de conversión de tiempo del protocolo de 1588 v2 en puertos Ethernet para sincronizar las señales IRIG-B en la salida. La *Figura 4.13* muestra como la señal de sincronización de tiempo IEEE 1588 se distribuye a través de Ethernet desde el reloj maestro IEEE 1588. Los IEDs (no 1588) son sincronizados por su switch local RSG2288 con funcionalidad Slave y Transparent Clocks a través de la salida IRIG-B.

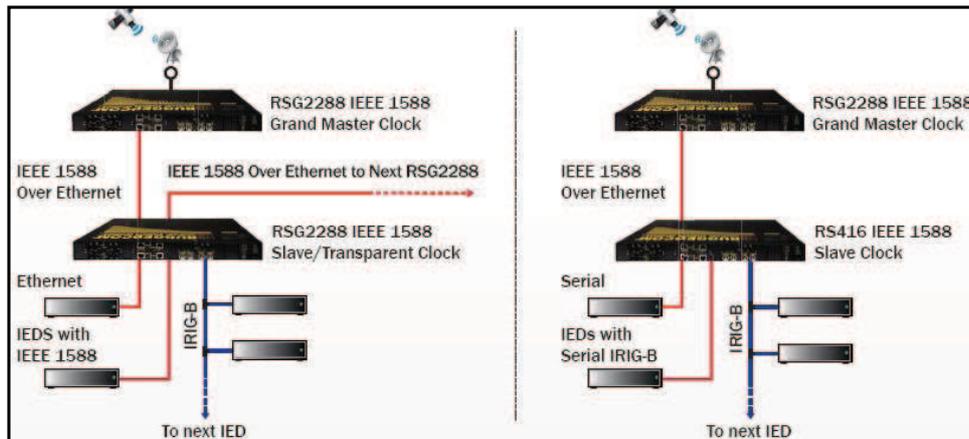


FIGURA 4.13.- Conversión en IRIG-B de la señal de tiempo IEEE 1588 distribuido a través de Ethernet por IEEE 1588 Slave / Transparent Clocks .

En el caso de una aplicación, donde los IEDs con entrada IRIG-B han sido especificados, aún es beneficioso utilizar IEEE 1588 para distribuir la señal de sincronización tiempo desde el reloj de la subestación y convertirla en IRIG-B dentro de los armarios de relés, sólo a 1 o 2 metros de los IEDs. Esta solución reduce los costos de instalación y además la complejidad de utilizar cientos de metros de cable de cobre que se utilizan para la distribución de señal IRIG-B.

En los casos donde la red de comunicaciones está basada en Ethernet entonces IEEE 1588 puede ser utilizado para el envío de sincronización de tiempo a todos los switches Ethernet habilitados con IEEE 1588 en cada armario de relés.

Los switches en los armarios de relés que trabajan como Slave y Transparent clocks IEEE 1588 puede tener salida IRIG-B permitiendo a los IEDs montados en el mismo bastidor ser sincronizados con IRIG-B.

Como resultado de la instalación permite el uso de IEDs con gran precisión y entrada IRIG-B, mientras que al mismo tiempo reduce el costo total de la instalación debido a la eliminación de cables de cobre utilizados para el cableado de sincronización de tiempo.

Además la instalación está preparada para el futuro debido al soporte de switches Ethernet IEEE 1588. En caso de una posible modernización de los IEDs a IEEE 1588, no requerirá modificaciones para los switches en todos los armarios de protección y control ya que estos están habilitados para IEEE 1588.

Un ejemplo de la solución descrita se ilustra en las figuras siguientes:

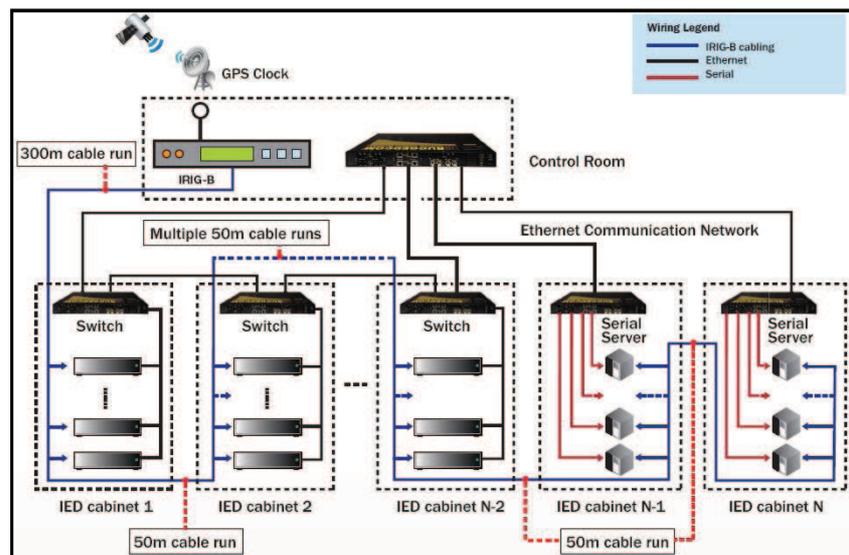


FIGURA 4.14.- Enfoque convencional con cable para la distribución de la señal de tiempo de alta precisión. La red de comunicaciones se basa en Ethernet y comunicación serial.

La Figura 4.14 muestra varios armarios de IEDs localizados a 50 metros el uno del otro, la sala de control donde el reloj fuente con la antena GPS se instalan, está situada a 300 metros del armario IED más cercano. En esta figura se muestra que la señal IRIG-B se distribuye a través de cable coaxial o cable de par trenzado de cobre a todos los armarios de relés.

En la *Figura 4.15* se observa que sólo el cableado Ethernet se conecta la sala de control y a todos los armarios de relés. Importante cantidad de cableado de cobre se puede ahorrar ya que la señal IRIG-B sólo se distribuye a nivel local dentro de cada armario, donde las distancias no superan los 2 metros.

La Figura 4.16 muestra la distribución de la señal de reloj Ethernet realizada a través de la red, eliminando todo el cableado IRIG-B.

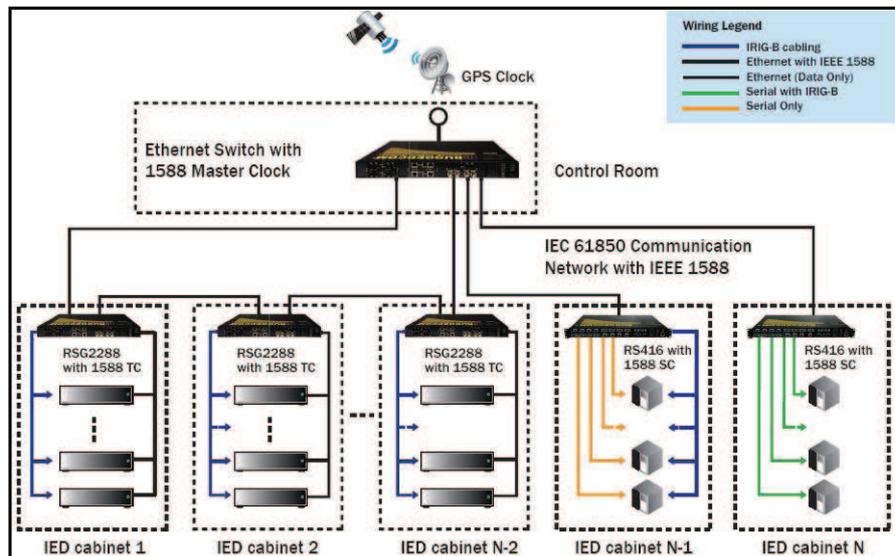


FIGURA 4.15.- Distribución de la señal de tiempo 1588 en la red y conversión local a IRIG-B en todos los armarios IEDs. IRIG-B es distribuido a través de cableado específico o mediante conexión serial.

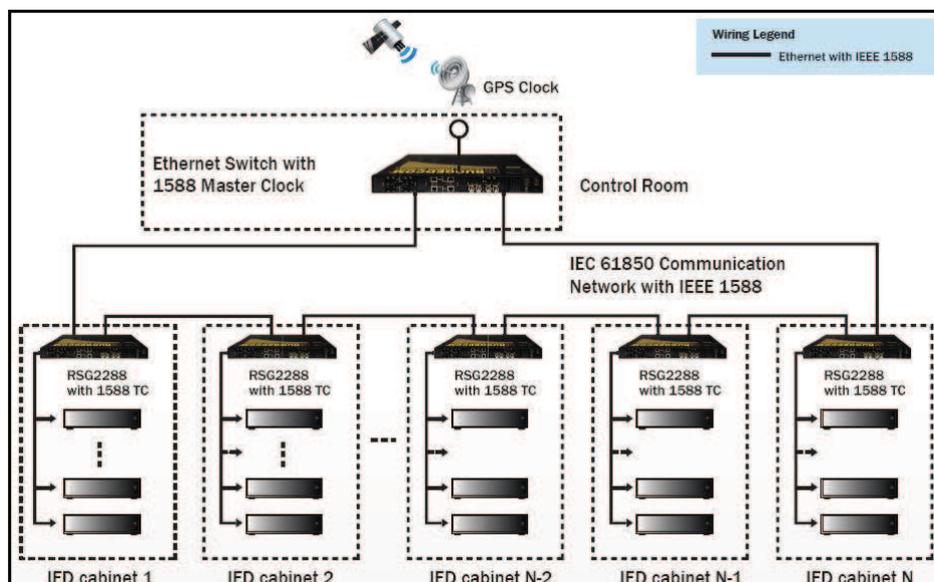


FIGURA 4.16.- Distribución de la señal de tiempo 1588 en la red en un entorno total Ethernet, eliminando completamente el cableado IRIG-B.

Tabla 4.7.- Equipos periféricos para la configuración de la red de sincronización de tiempo de los RAP's, IEEE 1588.

S/E	ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
N.PROSPERINA / CARAGUAY	1	Antena	1
	2	Switch Ethernet con Clock Master 1588	1
	3	Material misceláneo para instalación	

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La implementación de registradores automáticos de perturbaciones en las subestaciones de transmisión del sistema nacional de transmisión ecuatoriano, constituye un avance importante en el análisis de fallas y eventos que se producen en el sistema, debido a que proporcionan información sincronizada en el tiempo, lo que permite a posteriori determinar el origen de los mismos y plantear soluciones necesarias.
- La información obtenida de los equipos registradores de perturbaciones es una herramienta importante para los operadores del sistema nacional de transmisión para la toma de decisiones en tiempo real y para el personal de gestión de operación en el desarrollo del análisis post-operativo.
- Los valores de ajuste determinados en este trabajo para la configuración de los equipos RAP's, fueron los utilizados en la subestación Nueva Prosperina la cuál entró en servicio el 5 de junio del presente año, con estos valores se han tenido resultados satisfactorios. Este trabajo pretende ser una guía para la parametrización de los RAP's a ser implementados, para no cambiar los valores de ajuste cuando la subestación ya haya entrado en servicio.
- Para determinar los valores de ajuste de voltajes de fase en todas las bahías, se considera la Regulación No. CONELEC 004/02 "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", en la que establece que las bandas de variación de voltaje permitidas en las barras del SNT, para evitar registros innecesarios se

incrementa la banda de variación a $\pm 10\%$ del voltaje nominal (fase-neutro), siendo esta consideración aplicable a todos los niveles de voltaje.

- Para determinar los valores de ajuste para el arranque de registros por cambios bruscos del valor eficaz de las magnitudes medidas (dM/dt), el equipo RAP no debe ser tan sensible, debido a las variaciones que tienen estas magnitudes en estado estable, por tal razón el criterio es considerar un valor de variación del 20% para las fases y el 10% para el neutro de la magnitud nominal.
- Para el ajuste de secuencia positiva, se tiene presente que bajo condiciones normales de operación, el voltaje de fase es el voltaje de secuencia positiva.
- Para el ajuste de secuencia negativa, se tiene presente la Regulación N° CONELEC - 003/08 "El factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa no será superior al 1,3%". Por lo tanto el valor de ajuste de voltaje de secuencia negativa será igual al 1,3% del voltaje nominal, fase - neutro.
- Para determinar los valores de ajuste de corriente máxima de líneas de transmisión, se determina el valor de la corriente mínima de falla, la cual se determina con la ayuda de un software para flujos de potencia, calculando cortocircuitos de todos los tipos en las componentes del sistema cercanas a la bahía analizada.
- Para determinar el valor de ajuste máximo de potencia activa, se considera la capacidad de corriente del conductor y un factor de potencia de 1,0 para obtener la máxima potencia activa.
- Para determinar el valor de ajuste de potencia reactiva máxima se considera la capacidad de corriente del conductor utilizado y un factor de potencia bajo, para este estudio se consideró 0,95.

- Para determinar el valor de ajuste mínimo de potencias activa y reactiva, se considera si existe posibilidad en el cambio en la dirección del flujo, si hay cambio de dirección el valor será el valor máximo con signo negativo y si no hay cambio el ajuste mínimo será cero.
- Para determinar el ajuste de frecuencia máxima y mínima se considera el primer paso del EAC-BF vigente. En este caso el ajuste será el $\pm 0,4$ la frecuencia nominal, para registrar eventos antes que actúe el primer paso del EAC-BF. Para determinar el ajuste por cambios bruscos en el valor de la frecuencia, se considera el mínimo valor de variación de frecuencia para que actúe el siguiente paso del EAC-BF (0,1 Hz).

5.2. RECOMENDACIONES

- La información que se obtiene de los registradores automáticos de perturbaciones es de suma importancia ya que permite obtener información del comportamiento del sistema nacional de transmisión. La implementación en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC es limitado, por tal motivo se recomienda la implementación de RAP's no solo en las subestaciones nuevas sino también en las antiguas.
- Se recomienda al momento de la selección de un registrador de perturbaciones tomar muy en cuenta la tasa de muestreo del mismo ya que de este valor dependerá la respuesta del dispositivo y la información que suministra ante eventos de alta frecuencia en el sistema. Es recomendable que un equipo registrador de fallas tenga una tasa de muestreo mínima de 3840 Hz, es decir de 64 muestras por ciclo.

- Es recomendable que en los valores determinados con magnitud igual a cero, ajustar el arranque del registro a un valor negativo cercano a cero (-1,-2,...) para abarcar dicho valor (cero) y evitar registros innecesarios.

- Se recomienda la implementación del Switch Ethernet con 1588 Clock Master para la sincronización de tiempo, ya que proporciona una precisión de sub-microsegundo, además que elimina los costos de implementación y de mantenimiento de una red independiente para la sincronización de los equipos registradores de perturbaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ARGÜELLO, Gabriel; Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia. Quito. 1988.
- [2] BRAND, Luis; MONCADA, Juan; Protecciones de Sistemas Eléctricos. Santiago de Chile. 1976.
- [3] KOTHARI, D.P; NAGRATH, I.J.; Sistemas Eléctricos de Potencia. Tercera Edición, McGraw-Hill, 2008.
- [4] Network Protection & Automation Guide; AREVA. First Edition. July 2002.
- [5] DIgSILENT Power Factory. Guía básica de uso. Heinrich-Hertz Str. 972810 Gomaringen, Germany.
- [6] SIEMENS. Simeas R Manual. Edición 17.05.04. E50417-B1078-C209-A1.
- [7] TRANSELECTRIC S.A. Implementación del sistema de RAP's en el SNT. Vásquez Kléver. 2008.
- [8] CELEC EP-TRANSELECTRIC. Plan de Expansión de Transmisión. Periodo 2010-2020.
- [9] Regulación No. CONELEC - 004/02. Transacciones de potencia reactiva en el MEM.
- [10] Regulación No. CONELEC – 003/08. Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado.

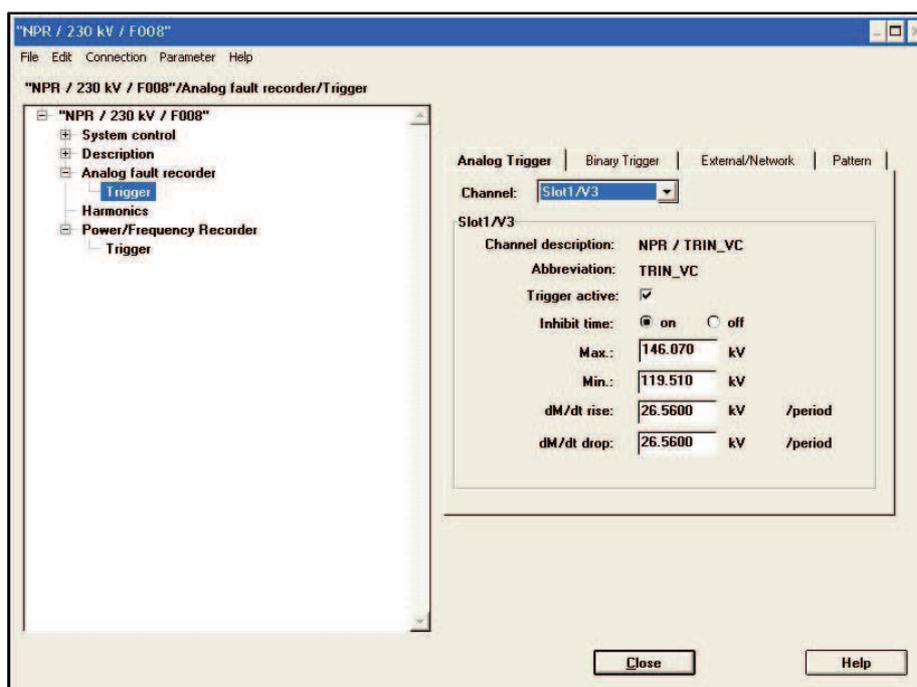
- [11] ELECTROCABLE. Información técnica de conductores.
- [12] CENACE. Determinación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia para el S.N.I. Periodo Abril 2001 – Septiembre 2011.
- [13] CISCO CERTIFIED NETWORK ASSOCIATE. CCNA 1-2.
- [14] SIEMENS. Siprotec. Numerical Protection Relays. Catalog SIP 2008.
- [15] TELECOMMUNICATIONS AND TIMING GROUP. IRIG Serial Time Code Formats. May 1998.
- [16] RUGGEDCOM. IEEE1588 Precision Time Synchronization Solution for Electric Utilities.

ANEXOS

ANEXO 1. Fotos visita a la Subestación Nueva Prosperina 230 / 69 kV, ubicada en la ciudad de Guayaquil para configurar los equipos registradores de fallas de 230 kV y 69 kV.



ANEXO 2. Parametrización de los equipos Registradores Automáticos de Perturbaciones utilizando el software OSCOP P a través de escritorio remoto desde el servidor ubicado en el Centro de Operaciones de Transmisión.

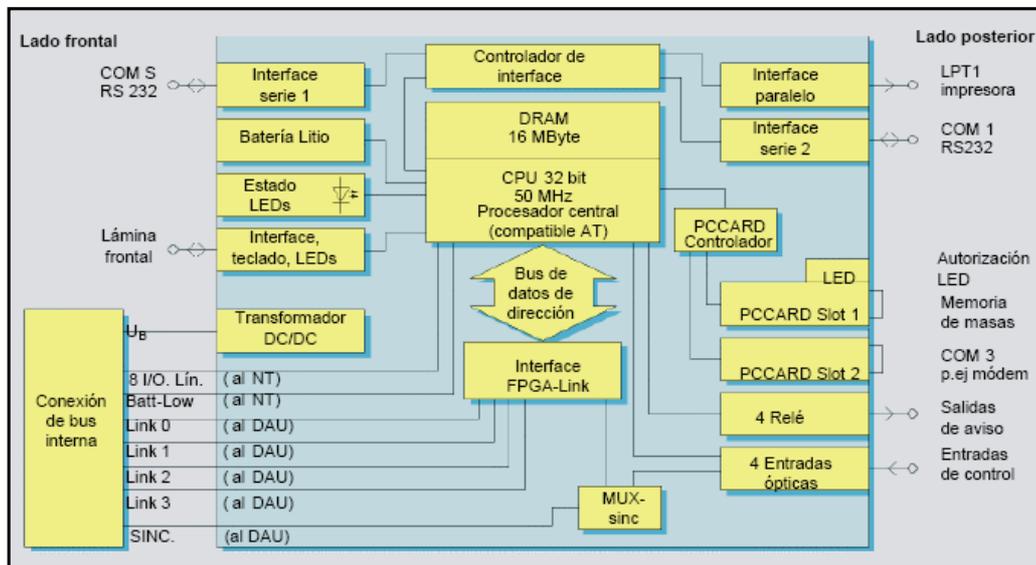


ANEXO 3. Información técnica de los equipos SIMEAS R (RAP's) [6].

CONSTRUCCIÓN BÁSICA

El SIMEAS R está compuesto en su construcción básica de un módulo de procesador central (módulo CPU), de una fuente de alimentación como también de un bus de comunicación. Además se disponen de 5 diferentes módulos para la detección de valores de medida (DAU), los cuales desempeñan la función de medición propia del equipo. En un SIMEAS R se pueden montar hasta 4 DAUs.

Esquema del CPU



MÓDULOS DE DETECCIÓN (DAUS) Y ADAPTACIONES DE SEÑAL

Las adaptaciones de señal sirven para acondicionar las señales a medir a los campos de medición internos del SIMEAS R. Además, éstas deben aislar los circuitos de entrada frente al potencial del equipo y frente a los demás circuitos, para evitar tensiones de contacto peligrosas, influencias mutuas y cortocircuitos en las conexiones de medida.

Además tienen la función de retener magnitudes externas de interferencias transientes y de alta frecuencia como también evitar la irradiación de tales señales provenientes del equipo.

Para las funciones de medición correspondientes se disponen de diferentes módulos de detección, denominados DAUs (Data Acquisition Units). Las señales se conectan por medio de los bornes de la parte posterior del equipo. Los DAUs contienen la adaptación de señal completa, la transformación analógica/digital y la elaboración digital posterior completa. Para cada canal se ha previsto uno o dos convertidores AD de 16 Bits con una frecuencia de muestreo 256 veces mayor que la onda

fundamental. El convertidor AD muestrea la señal otra vez más con una frecuencia 64 veces más rápida (Oversampling).

Para las entradas se han previsto amplificadores y filtros Antialiasing.

Adicionalmente se aplican procesadores analógicos digitales (DSP) con 33MHz para las funciones de medida.

Los módulos para la adaptación de señal se denominan BDAU, CDAU, DDAU, VCDAU y VDAU. DAU es una abreviación de Data Acquisition Unit, B significa señal binaria (binary signal), C corriente alterna, D tensión e intensidad continua (direct current DC), VC tensión y corriente alterna y finalmente V tensión alterna.

Las frecuencias de muestreo de las diferentes adaptaciones de señal se indican en las tablas siguientes.

Frecuencia de red	Frecuencia de muestreo por cada entrada	Tipo
50 Hz	12,8 kHz	CDAU, VCDAU, VDAU
60 Hz	15,3 kHz	CDAU, VCDAU, VDAU
16,7 Hz	4,3 kHz	CDAU, VCDAU, VDAU
DC	10,0 kHz	DDAU
Binario	2,0 kHz	BDAU

SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO REAL

El equipo dispone de un reloj, que también funciona durante las pérdidas de tensión.

El reloj funciona con un error de menos que $\pm 50 \times 10^{-6}$.

Error de tiempo en un reloj autónomo

Espacio de tiempo	Error
Día	$\pm 4,3$ segundos
Semana	$\pm 30,2$ segundos
Mes	± 15 minutos
Año	± 3 horas

Impulso de minutos

Mediante los impulsos de un reloj central se coloca el reloj al minuto completo más cercano. La entrada de impulsos es la entrada de control 1 (sincronización) del CPU, bornes de conexión 7B1(+) y 7B2(-). El momento de sincronización es el inicio del impulso. El impulso debe tener una longitud entre 200 ms y un segundo. Este modo de sincronización no puede considerar ninguna divergencia mayor o saltos de tiempo, como por ejemplo el cambio a la hora de verano. Existen dos estados de sincronización:

- ✓ Inicialización del impulso de minutos:

El CPU suministra fecha, hora y el impulso de segundos del reloj de tiempo real a los DAUs.

- ✓ Funcionamiento impulso de minutos:

El CPU suministra el impulso de segundos del reloj de tiempo real a los DAUs.

Telegrama de Tiempo

También se puede conectar una caja de sincronización a la entrada de control, la cual transfiere un telegrama con información completa de fecha y hora. Ésta proporciona un telegrama de hora, que se deriva de un receptor DCF77 o IRIG-B. Como unidad de sincronización independiente se puede utilizar un receptor GPS. El error depende del tipo de receptor. La caja de sincronización puede suministrar información de tiempo a diversos equipos simultáneamente. Aquí también existen dos estados posibles:

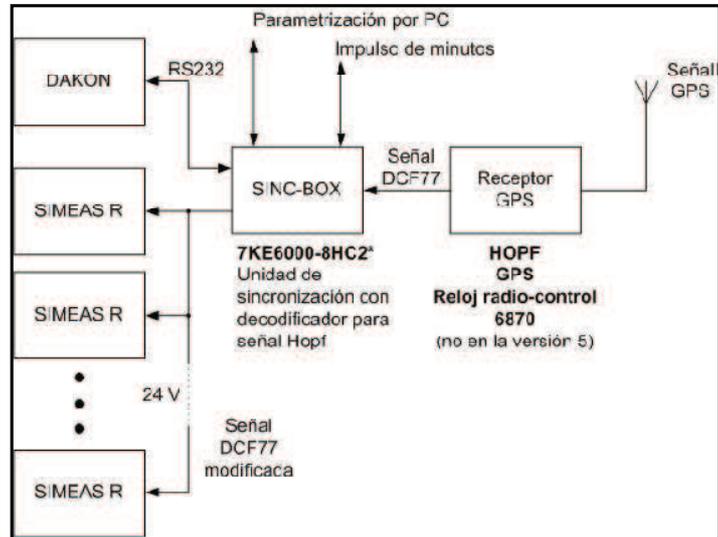
- ✓ Inicialización SYNC-BOX:

El CPU lee las señales DCF77 y establece con esta información la fecha y hora. Además transfiere el impulso de segundos del SYNCBOX a los DAUs.

- ✓ Funcionamiento SYNC-BOX:

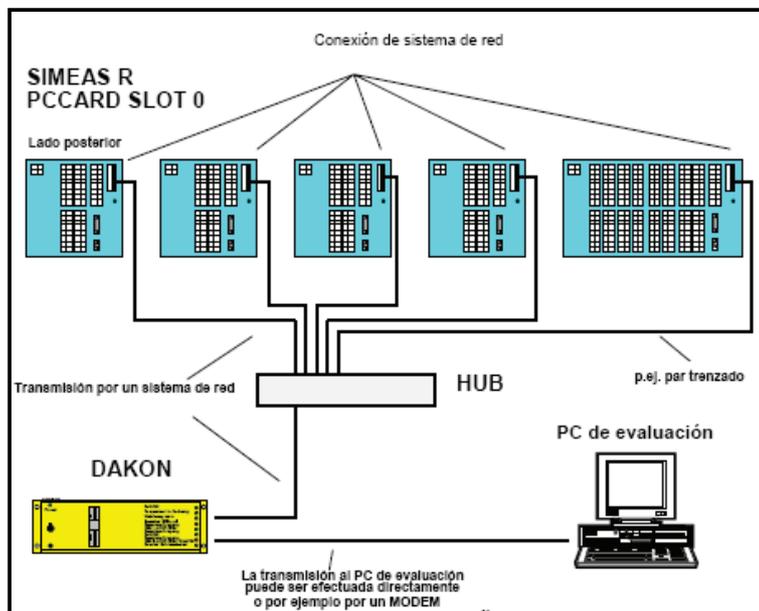
El CPU suministra el impulso de segundos del SYNC-BOX a los DAUs.

Sincronización de tiempo con receptor GPS y caja de sincronización



CONEXIÓN LAN (LOCAL AREA NETWORK)

Ejemplos de un sistema de red LAN con HUB y DAKON



ANEXO 4. Diagrama unifilar del sistema nacional interconectado del Ecuador.

ANEXO 5. Flujo de carga en la zona suroccidental del S.N.I. ecuatoriano.

ANEXO 6. Corriente mínima de cortocircuito para determinar el ajuste en la S/E Caraguay.

ANEXO 7. Corriente mínima de cortocircuito para determinar el ajuste en la S/E Nueva Prosperina.